

Juillet
2012

Bilan énergétique de la France pour 2011

© MEDDE-Photothèque/Arnaud Bouissou



© MEDDE-Photothèque/Laurent Mignaux

Bilan énergétique de la France pour 2011

Sommaire

Synthèse	5
1. Le contexte économique et énergétique	9
1.1. <i>Ralentissement de l'activité et du commerce en 2011</i>	9
1.2. <i>Contexte macro-économique français</i>	10
1.3. <i>Une année exceptionnellement chaude</i>	11
1.4. <i>Des prix de l'énergie à nouveau en hausse</i>	13
2. Une croissance en pente douce pour la consommation	16
3. L'approvisionnement : bonne tenue des productions éolienne et nucléaire, amélioration du solde des échanges physiques	17
3.1. <i>Charbon : chute des importations (- 17 %)</i>	19
3.2. <i>Pétrole : stabilité des importations</i>	20
3.3. <i>Gaz naturel : forte hausse des contrats de court terme</i>	23
3.4. <i>Électricité : une production totale en recul en écho à la baisse de la consommation intérieure</i>	24
3.5. <i>Énergies renouvelables et déchets : baisse significative liée aux conditions climatiques (- 13 %)</i>	27
4. La transformation et l'acheminement d'énergie : hors pertes et ajustements, une forte diminution	32
5. Légère hausse de la consommation d'énergie, mais forte chute pour le charbon	33
5.1. <i>Charbon : baisse de 14 %, due à une faible utilisation dans les centrales électriques</i>	35
5.2. <i>Pétrole : légère reprise de la consommation (+ 2 %)</i>	36
5.3. <i>Gaz naturel : la consommation se replie fortement en 2011 (- 13 %) du fait de la douceur du climat</i>	39
5.4. <i>Électricité : baisse de la consommation, en partie liée à la douceur du climat</i>	40
5.5. <i>Énergies renouvelables thermiques et déchets : un ralentissement de la croissance à 3,6 %</i>	43
6. Stabilité de la consommation finale d'énergie	48
6.1. <i>Industrie : une baisse nette de la consommation (- 3,4 %)</i>	49
6.2. <i>Résidentiel et tertiaire : une consommation en légère hausse</i>	50
6.3. <i>Agriculture-pêche : baisse de 1 % des consommations</i>	52
6.4. <i>Transports : une hausse de la consommation de 1,5 %</i>	53
7. Une nouvelle amélioration de l'intensité énergétique	54
8. Émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie : baisse de 1,1 %	55
9. La facture énergétique s'envole de 32 % à plus de 61 milliards d'euros	57
10. Des ménages affectés par la hausse des prix	59
Bilans de l'énergie 2009-2010-2011	61
Bilan électrique dans les DOM en 2010	71
Annexes méthodologiques	75
Annexe 1 - Contenu des postes du bilan de l'énergie	77
Annexe 2 - Définitions	82
Annexe 3 - Équivalences énergétiques	84
Annexe 4 - Méthode de correction des variations climatiques	85
Annexe 5 - Nomenclature NCE 2008	88
Annexe 6 - Modifications apportées au bilan 2011	91
Sigles et abréviations	93

Synthèse

L'année 2011 est marquée par un contexte économique atone au niveau mondial : la croissance de la production et surtout du commerce mondial a nettement ralenti. La zone euro est particulièrement affectée.

Dans un contexte géopolitique tendu, notamment au Moyen-Orient, les prix internationaux des matières premières croissent fortement en 2011, particulièrement ceux du pétrole. Ceci pèse sur la facture énergétique française. À 61,4 milliards d'euros (Md€), elle s'alourdit de près d'un tiers et cumule 88 % du déficit commercial de la France. Elle représente ainsi 3,1 % du PIB, contre seulement 1 % dans les années 1990. La seule facture pétrolière se chiffre désormais à plus de 50 Md€.

L'impact aurait pu être encore plus élevé, si 2011 n'avait pas été l'année la plus chaude jamais enregistrée depuis 1900, avec une température annuelle moyenne de 1,3°C supérieure à la température de référence (1981-2010). En conséquence, les besoins en énergie pour le chauffage ont été bien inférieurs à la moyenne. Le déficit des échanges physiques s'est réduit de 4 %, les importations de gaz et de charbon ayant diminué. En termes de consommation, ce sont 6,6 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) qui auraient été économisés en raison du climat plus chaud que la période de référence.

Corrigée des variations climatiques, la consommation totale d'énergie primaire poursuit sa remontée en 2011 (+ 0,8 %), après le creux enregistré en 2009 en raison de la crise économique. Elle dépasse ainsi 266 Mtep, mais reste à un niveau encore inférieur à ceux de l'avant-crise (entre 270 et 275 Mtep).

Malgré une croissance moindre que l'an dernier (+ 3,6 % contre + 4,5 % en 2010), la consommation des énergies renouvelables thermiques et des déchets valorisés est celle qui a le plus augmenté en 2011. À 17,1 Mtep, elle ne représente toutefois encore que 6,4 % de la consommation primaire totale. Après deux années de baisse, le pétrole se redresse (+ 2 %). L'électricité primaire également en hausse consolide sa part dans la consommation primaire totale (presque 44 %). *A contrario*, le charbon chute de 14 % et sa part dans la consommation primaire a été divisée par quatre depuis les années 1970, à moins de 4 %. La structure du « mix » énergétique primaire de la France se stabilise ainsi depuis le milieu des années 2000.

Le suivi de la mise en œuvre de la directive européenne relative à la promotion de l'utilisation des sources renouvelables repose sur des indicateurs qui lui sont propres, et dont la méthode de calcul et le champ diffèrent parfois de ceux du bilan de l'énergie. Selon ces indicateurs, et contrairement à 2010, la France n'a pas atteint en 2011 les objectifs de part des énergies renouvelables (EnR) dans la consommation d'énergie finale fixés par le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (PNA EnR) pour atteindre la cible de 23 % en 2020, mais cette part progresse de 0,3 % pour atteindre 13,1 %. Entre 2005 et 2011, l'accroissement de la consommation d'énergie renouvelable a été de 4,6 Mtep, contre 6 attendus, cet écart étant essentiellement dû à la clémence du climat. Les biocarburants respectent tout juste la trajectoire indiquée. Les productions éolienne, hydraulique et géothermique prennent un retard croissant. La contribution de l'hydraulique tend à diminuer depuis 2005 du fait de l'accumulation des épisodes de sécheresse au cours des dernières années. Le climat particulièrement clément de 2011 a induit une sous-utilisation du bois et des pompes à chaleur pour le chauffage.

La consommation finale d'énergie (usages énergétiques et non énergétiques combinés), corrigée des variations climatiques, est en hausse très légère en 2011, à + 0,4 %. Dépassant 168 Mtep, elle reste inférieure au niveau atteint du début des années 2000, où elle oscillait autour de 175 Mtep. Sa croissance est également nettement plus faible qu'à cette même période, de près d'un point.

La consommation non énergétique augmente quant à elle fortement en 2011 : + 4,4 %, à 12,6 Mtep. Cette hausse s'explique par la remontée de la fabrication d'engrais, qui mobilise du gaz, et plus encore de la pétrochimie. Toutefois les niveaux d'avant la crise, soit plus de 14 Mtep, ne sont pas égalés.

La consommation finale énergétique corrigée des variations climatiques est stable pour la deuxième année consécutive : + 0,1 % en 2011, après - 0,1 %. Malgré une hausse continue des prix de l'énergie depuis 2009, la consommation de certains secteurs reste dynamique. C'est le cas des transports, dont la consommation augmente de 1,5 %, revenant à son niveau de 2008, ainsi que du tertiaire et du résidentiel. En revanche, la consommation d'énergie diminue de 1,1 % dans l'agriculture et même de 3,4 % dans l'industrie, malgré une hausse de la production du secteur. Dans l'industrie, le recours aux énergies fossiles a diminué en 2011, en part relative, tandis que les énergies renouvelables augmentent et que l'électricité reste stable.

La production nationale d'énergie primaire a très légèrement augmenté en 2011, établissant ainsi un nouveau record à 138,9 Mtep. Cette progression (+ 0,6 %) est presque entièrement due à l'électricité nucléaire, dont la production augmente de 3,6 Mtep. En effet, hormis la production pétrolière, très faible en France (moins de 2 Mtep),

les autres productions énergétiques primaires fléchissent. C'est le cas des énergies renouvelables, entraînées par la forte baisse des énergies renouvelables thermiques et déchets (- 9,3 %) comme de la production hydraulique (- 25 %). Cette dernière a pâti de la sécheresse que subit la France depuis près de deux années hydrologiques et atteint un niveau historiquement bas, à moins de 4 Mtep. L'envolée continue de la production éolienne (+ 25 %) et du photovoltaïque électrique qui fait plus que doubler, ne peuvent pas compenser sa chute. Quant aux énergies thermiques, elles répercutent la baisse sensible du bois-énergie, due à la douceur de l'hiver 2011.

L'intensité énergétique finale diminue de 1,6 % en 2011, après - 1,7 % en 2010. Sa baisse annuelle moyenne depuis 2005 s'établit désormais à - 1,3 %. Ces résultats sont bons même s'ils ne sont pas encore au niveau de l'objectif inscrit dans la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005, soit - 2 % par an d'ici à 2015, puis - 2,5 % par an de 2015 à 2030. La crise économique a en effet interrompu la tendance vertueuse observée en 2006 et 2007 (- 4,2 % en deux ans). Avec la reprise en 2010, l'intensité énergétique diminue à nouveau de façon nette.

Par habitant, la consommation d'énergie finale est en baisse de 0,5 % en 2011.

Les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie diminuent de 6,7 % en 2011 en données réelles. Leur baisse n'est toutefois que de 1,1 % après correction des variations climatiques, c'est-à-dire en tenant compte de la douceur des températures moyennes. La baisse est donc un peu moindre qu'en 2010 (- 1,8 %). Néanmoins, elles sont sur une tendance favorable : elles ont reculé de 8,4 % par rapport à 2007, et de 6,3 % par rapport à 1990.

Summary

2001 was marked by a lifeless global economic context: growth in output, and especially in world trade, slowed sharply. The euro zone was particularly affected.

In a tense geopolitical context, especially in the Middle East, international prices of raw materials rose sharply in 2011, in particular oil prices. This affected France's energy bill which, at €61.4 billion, increased by almost one-third and accounted for 88% of the country's trade deficit. It thus represents 3.1% of GDP, compared with just 1% in the 1990s. The bill for oil alone is now more than €50 billion.

The impact could have been even greater if 2011 had not been the warmest year on record since 1900, with an average annual temperature 1.3 °C above the reference (1981-2010). As a result, energy needs for heating were much lower than average. The physical trade deficit decreased by 4%, as imports of gas and coal decreased. In terms of consumption, 6.6 million tonnes oil equivalent (Mtoe) were saved as a result of the warmer weather conditions than during the reference period.

Corrected for climate variations, total primary energy consumption continued its rise in 2011 (+0.8%) after the dip registered in 2009, a consequence of the economic crisis. It thus exceeded 266 Mtoe, but still remains below pre-crisis levels (between 270 and 275 Mtoe).

In spite of lower growth than in the previous year (+ 3.6% against + 4.5% in 2010), consumption of thermal energy from renewable sources and energy recovered from waste showed the strongest increase in 2011. However, at 17.1 Mtoe, this still represents only 6.4% of total primary energy consumption. After two years of reduction, oil showed an upturn (+ 2 %). Primary electricity, also on the rise, consolidated its share of total primary consumption (almost 44%). Conversely, coal dropped by 14 % and its share in primary consumption has been quartered since the 1970s, at less than 4%. The structure of France's primary energy mix has thus stabilised since the mid 2000s.

Monitoring of implementation of the European directive on promotion and use of renewable energy is based on specific indicators which, sometimes, have different calculation methods and scope than those developed for the energy balance. According to these indicators, and contrary to the situation in 2010, France did not, in 2011, attain the objectives for the contribution of renewable energy to final energy consumption set in the PNA EnR, the national renewable energy action plan, to reach a target of 23% in 2020, although the share from renewables did increase by 0.3% to reach 13.1%. Between 2005 and 2011, the increase in consumption of renewable energy was 4.6 Mtoe, against an expected 6 Mtoe, this difference resulting, essentially, from mild weather conditions. Biofuels are only just in line with the predicted curve. Production from wind, hydro plants and geothermal sources are increasingly lagging. Hydropower's contribution has been on a downward trend since the dry spells in recent years. The particularly clement weather in 2011 led to an under-use of fuelwood and heat pumps for space heating.

Final energy consumption (energy and non-energy uses combined), corrected for variations in climate, increased slightly in 2011, by + 0.4%. Exceeding 168 Mtoe, it remains below the level reached in the early 2000s, where it oscillated around 175 Mtoe. Its growth was also clearly weaker than during that same period, by around 1 point.

Non-energy-use consumption increased sharply in 2011, by more than 4.4%, to 12,6 Mtoe. This increase is explained by the recovery in manufacture of fertilisers, using gas, and even more so by greater activity in the petro-chemical industry. However, pre-crisis levels of more than 14 Mtoe, were not reached.

Final energy consumption, corrected for climate variations, was stable for the second year running: +0.1 % in 2011, after -0.1%. In spite of a continuous increase in energy prices since 2009, consumption remains dynamic in some sectors. This is the case for transport, where consumption increased by 1.5%, returning to its 2008 level, and in the services and residential sectors. Conversely, energy consumption decreased by 1.1% in agriculture and even by 3.4% in the industry sector, in spite of higher output. In industry, use of fossil energies reduced in 2011, relatively, whereas renewables increased and electricity remained stable.

National primary energy production increased very slightly in 2011, establishing a new record at 138.9 Mtoe. The increase (of 0.6%) was due almost entirely to electricity from nuclear plants, where output increased by 3.6 Mtoe. Excluding oil production - very low in France at less than 2 Mtoe - other forms of primary energy production decreased. This was the case for renewables, dragged down by the sharp decrease in renewable thermal energy and energy from waste (-9.3%) and from hydro-stations (-25%). The latter source suffered as a result of the dry weather France has experienced over two hydrological years, reaching a historically low level at less than 4 Mtoe. Soaring production from wind farms (+25%) and photovoltaic electricity, which has more than doubled, were not enough to offset this

drop. Thermal energy suffered the repercussions of the significant decrease in fuelwood use due to the mild winter in 2011.

Final energy intensity decreased by 1.6% in 2011, after -1.7% in 2010. Its average annual decrease since 2005 is now -1.3%. These results are good, even if they do not yet meet the targets set in the 13 July 2005 act of parliament outlining energy programming and policy: -2% per year by 2015, then -2.5% per year between 2015 and 2030. The economic crisis has interrupted the virtuous trend observed in 2006 and 2007 (-4.2% in two years). With the recovery in 2010, energy intensity once again showed a clear reduction.

Per capita final energy consumption decreased by 0.5% in 2011.

CO₂ emissions relating to energy combustion decreased by 6.7% in 2011 in real terms. The decrease was, however, only 1.1% after correction for climate variations, that is to say taking account of the mildness of average temperatures. The decrease was therefore a little less than in 2010 (-1.8%). The trend is, nonetheless, favourable: emissions decreased by 8.4% in relation to 2007, and by 6.3% in relation to 1990.

1 Le contexte économique et énergétique

L'année 2011 est marquée par un contexte économique atone : la reprise esquissée début 2010 a pris fin ; en 2011, la croissance de la production et surtout du commerce mondial a nettement ralenti. La zone euro est particulièrement affectée en raison de la crise de la dette. Dans un contexte géopolitique tendu, notamment au Moyen-Orient, les prix internationaux des matières premières croissent fortement en 2011, particulièrement ceux du pétrole. Ceci pèse sur la facture énergétique française.

L'impact aurait pu être encore plus élevé si 2011 n'avait pas été l'année la plus chaude jamais enregistrée depuis 1900, avec une température annuelle moyenne de 1,3°C supérieure à la température de référence (1981-2010). En conséquence, les besoins en énergie pour le chauffage ont été bien inférieurs à la moyenne.

1.1 Ralentissement de l'activité et du commerce en 2011

En 2010, l'économie mondiale avait connu une amélioration par rapport à 2009, année de récession pour la plupart des économies avancées. Le premier semestre 2010 avait été marqué en effet par une reprise, particulièrement aux États-Unis et au Japon, alors qu'en Europe la croissance demeurait faible en début d'année. Cette situation a pris fin au second semestre, avec le ralentissement de la croissance mondiale dans un contexte de crainte d'une double récession et notamment du fait de l'arrêt de la reconstitution des stocks. Au final pour l'année 2010, la production mondiale a progressé de 5,3 % et le commerce mondial bondi de 12,9 %.

En %

Évolution annuelle	2010	2011
Production mondiale	5,3	3,9
Pays avancés	3,2	1,6
dont : États-Unis	3,0	1,7
Zone euro	1,9	1,4
dont : Allemagne	3,6	3,1
France	1,4	1,7
Pays émergents et en développement	7,5	6,2
Volume du commerce mondial	12,9	5,8
Cours des matières premières (en US\$)		
Pétrole	27,9	31,6
Hors combustibles	26,3	17,8

Source : Fonds monétaire international (FMI), avril 2012

En 2011, l'économie mondiale reste fragile, comme en témoigne le ralentissement de la production et du commerce, en hausse plus faible qu'en 2010, respectivement de 3,9 % et 5,8 %. Ce ralentissement touche particulièrement la zone euro durant le quatrième trimestre, notamment du fait de la crise de la dette.

Les prix internationaux des matières premières croissent fortement en 2011, particulièrement ceux du pétrole en raison notamment des risques géopolitiques.

La demande mondiale de pétrole excède l'offre en 2011

La demande mondiale de pétrole augmente de 0,9 % en 2011 à 89,1 millions de barils/jour (Mbl/j), soit un net ralentissement par rapport à 2010 (+ 3,2 % à 88,3 Mbl/j), après deux années de baisse consécutive, marquées par une dégradation de la conjoncture économique.

Toutefois, la hausse de 2011 masque une évolution contrastée entre les régions. En effet, la demande de la zone OCDE baisse de 0,5 Mbl/j, soit - 1,2 %, du fait de l'Amérique du Nord et de l'Europe. *A contrario*, les besoins en pétrole hors OCDE augmentent de 1,7 Mbl/j, soit + 1,5 %. La demande en Chine croît de façon très nettement ralentie (+ 1,3 % en 2011, après + 12,1 % en 2010). Dans le reste de l'Asie, l'augmentation est plus vigoureuse, avec + 2,9 %, une évolution comparable à celle du Moyen-Orient (+ 2,6 %).

L'offre de pétrole s'établit à 88,4 Mb/j en 2011 et se trouve ainsi déficitaire pour la troisième année consécutive (- 0,70 Mb/j). Du fait de ces tensions entre offre et demande, les prix restent à un niveau élevé (*cf.* § 1.4).

Offre et demande mondiales de pétrole

En millions barils/jour

	2008	2009	2010	2011
Demande OCDE	47,6	45,46	46,1	45,6
Demande non-OCDE	38,6	39,55	41,8	43,5
dont Chine	8	8,37	9,4	9,5
autre Asie	9,6	10,1	10,4	10,7
Moyen-Orient	7,3	7,5	7,8	8
Demande totale	86,6	85,6	88,3	89,1
Offre totale	86,7	85,5	87,3	88,4
Écart offre-demande	0,1	-0,1	-1,0	-0,7

Source : AIE Oil Market Report 12 avril 2012

1.2 Contexte macro-économique français

En 2011, le produit intérieur brut (PIB) français a progressé de 1,7 % en volume, comme en 2010. Cette croissance a été de + 0,9 % au premier trimestre, mais a ralenti ensuite. La hausse du PIB en 2011 est essentiellement due à la variation des stocks et à la formation brute de capital fixe (FBCF), c'est-à-dire à l'investissement. Ce dernier croît fortement en 2011 : + 3,5 % (contre + 1,2 % en 2010). La consommation des ménages n'est ainsi plus le moteur de la demande (+ 0,3 %). Le commerce extérieur reste dynamique : + 5,3 % pour les exportations et + 4,9 % pour les importations, ce qui n'empêche pas le déficit du commerce extérieur de se creuser légèrement, à 42,6 Md€ 2005, après 42,0 Md€ en 2010.

Évolution des principaux agrégats nationaux

En %

	2011 T1	2011 T2	2011 T3	2011 T4	2010	2011	Contribution à l'évolution du PIB	
							2010	2011
PIB	0,9	0,0	0,3	0,1	1,7	1,7	1,7	1,7
Consommation des ménages	0,0	-1,0	0,4	0,1	1,4	0,3	0,8	0,1
FBCF*	1,3	0,7	0,2	1,3	1,2	3,5	0,2	0,7
Exportations	1,2	0,9	1,4	1,1	9,6	5,3	2,3	1,3
Importations	3,1	-0,6	0,4	-1,4	8,9	4,9	-2,2	-1,4
Variations des stocks							0,1	0,8

* Formation brute de capital fixe.

Lecture : les variations trimestrielles sont corrigées des variations saisonnières et du nombre de jours ouvrés, alors que les variations annuelles sont brutes, c'est-à-dire non corrigées.

Source : Institut national de la statistique et des études économiques (Insee)

La valeur ajoutée en volume des branches industrielles est en très légère hausse : + 0,5 %, après + 3,3 %. Les services (+ 2,1 %) et surtout l'agriculture (+ 3,9 %, après - 5,7 %) progressent davantage. En revanche, la construction est parfaitement stable, après avoir décliné en 2010. Dans le détail, l'activité des branches industrielles est tirée par celle des équipements électriques et électroniques (+ 6,4 %). Inversement, la branche matériels de transport est en forte chute, à - 15,6 % après + 19,4 %. L'activité cokéfaction et raffinage reste stable à - 0,3 %, après + 27,7 %, tandis que la branche énergie, eau, déchets baisse de 0,6 %, après + 1,2 %. Parmi les branches non industrielles, les services de transport et entreposage augmentent de 3,3 %, l'information et la communication de + 2,5 %.

La consommation des ménages en volume est donc atone, après + 1,4 % en 2010. Elle est tirée par la dépense en services (+ 0,8 %) et en produits de l'agriculture (+ 0,7 %, après - 0,6 %), tandis que la dépense en produits de l'industrie est stable tout comme celle en matériels de transport. En particulier, les dépenses en électricité, gaz, vapeur et air conditionné chutent fortement en volume : - 12,0 %, en raison d'un hiver 2011 clémente, après + 7,0 % en 2010, année particulièrement froide. Les dépenses en produits raffinés baissent de 2,6 % (après - 1,8 %).

En 2011, 324 000 logements ont été construits, chiffre en baisse de 6,3 %¹ par rapport à 2010. Malgré cela, la croissance du parc de logements, qui influe directement sur la demande en énergie, devrait être encore forte en 2011, après + 1,1 % en 2010.

¹ Source : SOeS, Comptes du logement : premiers résultats 2011 et Compte 2010

1.3 Une année exceptionnellement chaude

Contrastant avec 2010 (année la plus froide des deux dernières décennies, à égalité avec 1996), 2011 a été l'année la plus chaude jamais enregistrée depuis 1900. Ainsi la température annuelle moyenne a été de 1,3°C supérieure à la température de référence (1981-2010). Tous les mois de l'année 2011 ont été plus chauds que la normale, à l'exception du mois de juillet. C'est particulièrement le printemps et l'automne qui ont contribué à faire de l'année 2011 une année exceptionnelle. En conséquence, les besoins en énergie pour le chauffage ont été bien inférieurs à la moyenne.

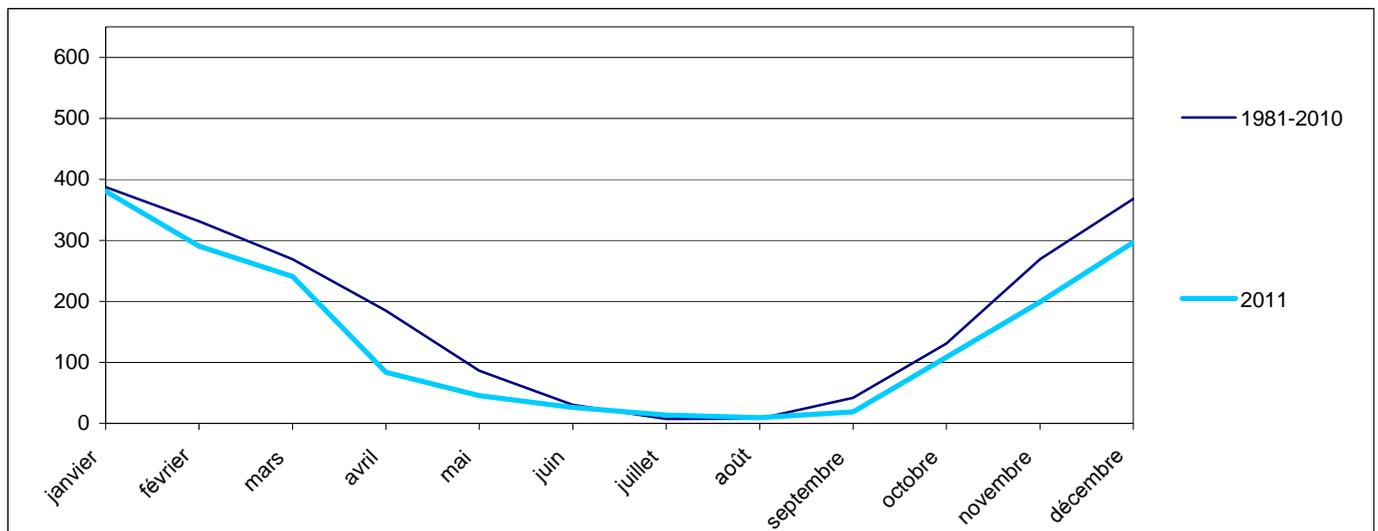
Le SOeS considère que l'énergie consommée pour le chauffage au cours d'une journée est proportionnelle au nombre de « degrés-jours », c'est-à-dire à l'écart entre la température moyenne de la journée et 17°C, lorsque la température est inférieure à 17°C.

Par rapport à la référence, qui est la moyenne sur la période 1981-2010, l'année a compté 19 % de degrés-jours de moins que la moyenne, avec un creux à - 55 % en avril.

La méthode de correction climatique du SOeS évalue ainsi à 6,6 Mtep l'énergie non consommée du fait du climat plus chaud que la période de référence.

Nombre de degrés-jours mensuels

En degrés-jours



Source : Météo-France

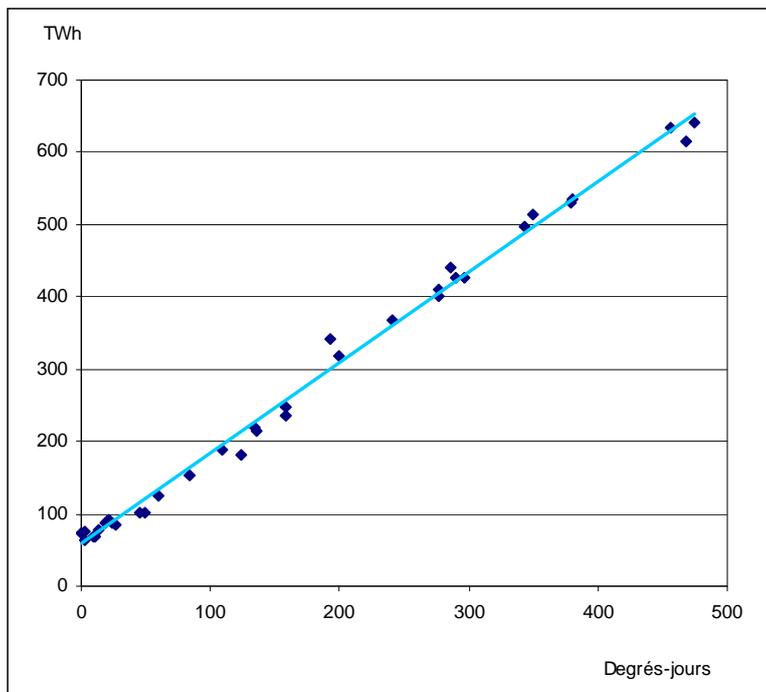
Températures et consommation d'énergie : la correction des variations climatiques

La consommation de gaz est consacrée pour l'essentiel au chauffage. Une petite part est utilisée pour la cuisson. Une part très faible est utilisée pour un processus de production industrielle, surtout si l'on considère la seule consommation des clients reliés au réseau de distribution (les gros consommateurs sont raccordés directement au réseau de transport).

Le graphique suivant met en évidence sur cet exemple particulièrement simple le lien entre les températures mensuelles, exprimées en degrés-jours, et la consommation d'énergie. Il montre pour ces trois dernières années la consommation de gaz distribué (en ordonnées) et les degrés-jours (en abscisse). La proportionnalité est presque parfaite. Elle permet de conclure qu'un degré-jour de plus, c'est-à-dire une baisse d'un degré un jour où il fait moins de 17°C, entraîne une augmentation de consommation de 1,25 TWh.

Cette relation légitime le calcul de données « corrigées des variations du climat » : on calcule ce qu'auraient été les consommations si les températures avaient été « normales », c'est-à-dire égales à celles d'une période de référence. On obtient ainsi des séries de consommation qui ne dépendent plus des aléas climatiques et qui rendent compte de la seule évolution des comportements des consommateurs.

Quantité de gaz distribué en fonction des degrés-jours du mois entre 2009 et 2011



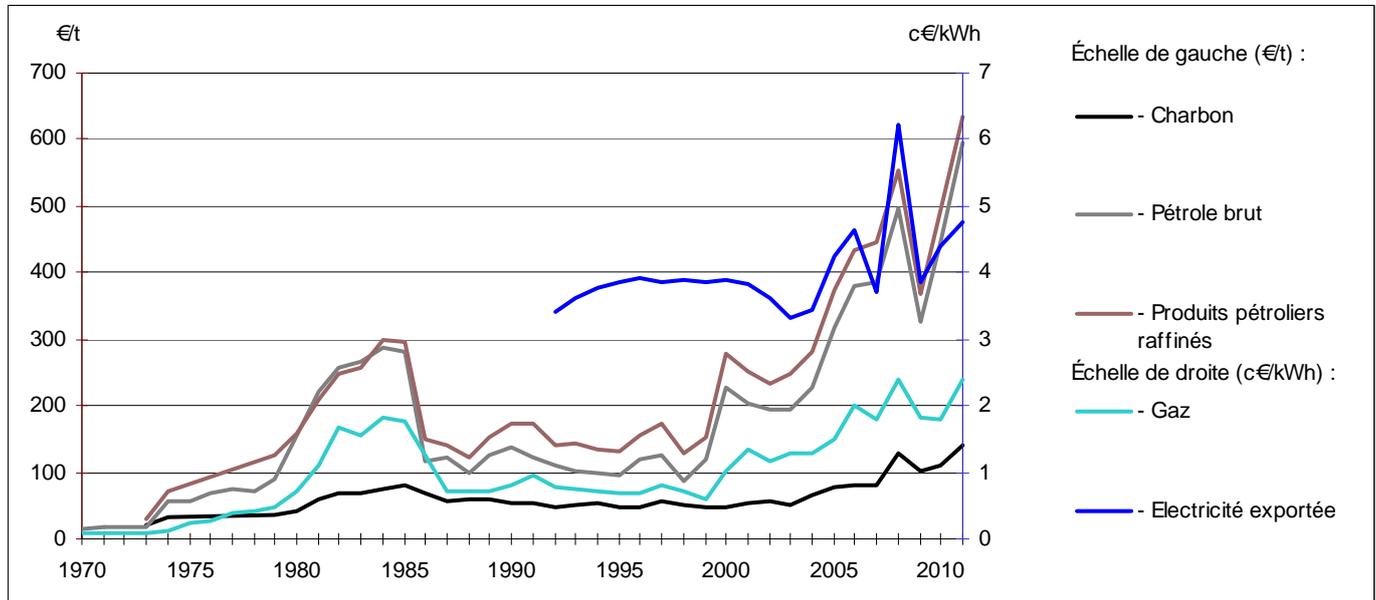
Source : SOeS

1.4 Des prix de l'énergie à nouveau en hausse

En 2011, les prix de l'énergie, principalement les produits pétroliers, sont en hausse pour la deuxième année consécutive, à des niveaux record, dépassant ceux de 2008. Cette progression touche également les autres énergies carbonées, gaz et charbon.

Prix moyens annuels des énergies importées et exportées

En euros 2011



Source : SOeS, principalement d'après des données des Douanes

Produits pétroliers

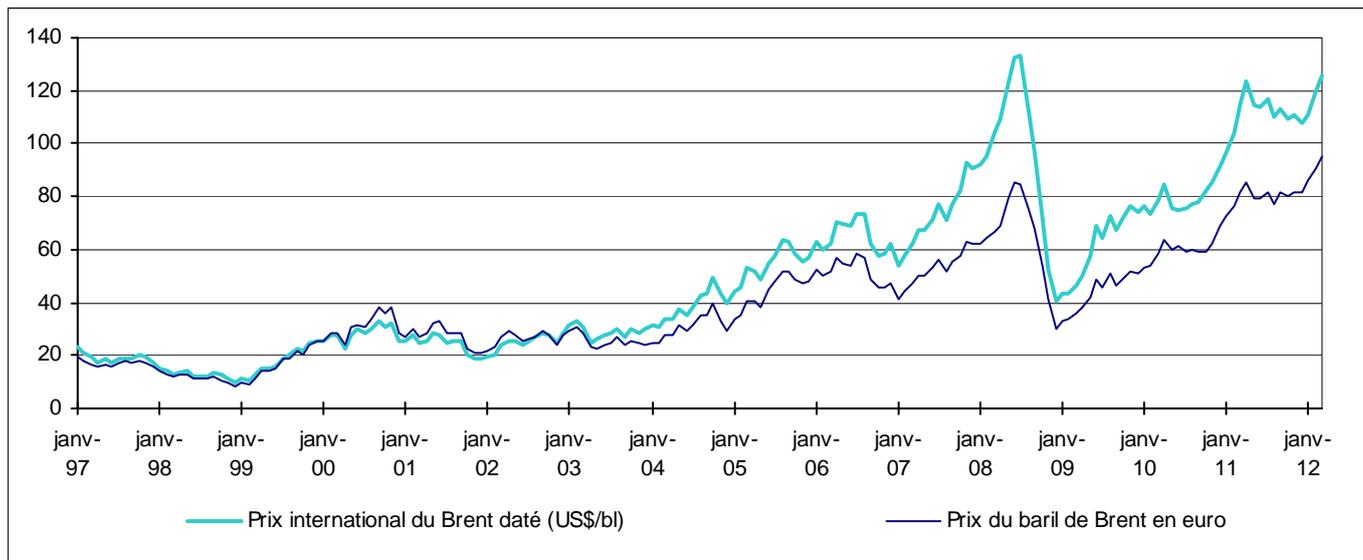
Après leur niveau record de juillet 2008 où le baril de Brent avait atteint 145 \$ en juillet, puis leur effondrement les mois suivants pour finir l'année à 36 \$, les cours du pétrole avaient amorcé une hausse dès le mois de janvier 2009, remontant vivement pour s'établir à 69 \$/bl en juin 2009. Plus erratiques ensuite, les prix mondiaux ont retrouvé une croissance plus rapide et régulière à partir de juin 2010 (75 \$/bl), atteignant le seuil de 91 \$/bl en décembre. En 2011, cette hausse s'accélère pour atteindre plus de 123 \$/bl en avril, avant d'entamer une phase d'incertitude, avec un prix orienté à la baisse jusqu'à décembre 2011 (108 \$/bl).

En 2011, les risques géopolitiques ont été un facteur déterminant dans la hausse des prix du pétrole, notamment en début d'année du fait de l'instabilité de la situation en Afrique du Nord et au Moyen-Orient. Cette instabilité s'est déplacée en fin d'année vers d'autres pays (Iran, Syrie, Soudan, Yémen, notamment) et a contribué fortement au maintien d'un prix élevé.

En moyenne sur 2011, le prix du baril de Brent augmente sensiblement, de 40 %, à 111 \$/bl. Aux fluctuations du prix du Brent s'ajoutent celles des monnaies. En 2011, la hausse du baril s'est accompagnée d'une appréciation de la monnaie européenne. Ainsi, mesurée en euro, la hausse du prix du baril s'atténue, à + 33 % (à moins de 80 €/bl). En 2010, c'est le phénomène inverse qui s'était produit, avec une hausse du prix du pétrole en dollar (+ 29 %) qui s'était additionnée à celle du dollar, pour une hausse en euros de + 36 %.

Le prix moyen du brut effectivement importé et celui des produits raffinés importés, exprimés en euros/tonne, suivent de près les cotations internationales, avec des hausses respectives de 34 % et 29 % en 2011.

Cotations moyennes annuelles du Brent daté exprimées en dollars et en euros courants



Source : Reuters/Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

Cotations moyennes annuelles du Brent daté exprimées en dollars et en euros courants

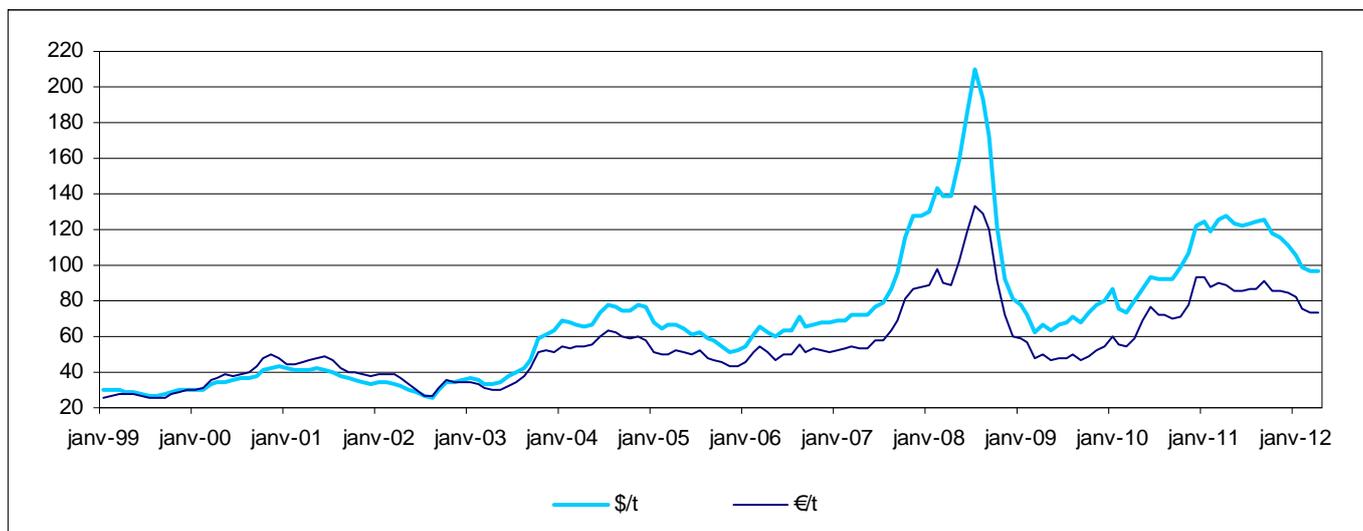
	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
En dollar/baril	19,3	17,0	28,5	24,4	25,0	28,9	38,3	54,6	65,1	72,5	97,0	61,5	79,4	111,2
En euro/baril	19,6	13,0	31,0	27,3	26,5	25,6	30,8	43,9	51,9	52,9	65,9	44,1	59,9	79,9

Source : Reuters/DGEC

Charbon

Après avoir augmenté tout au long de l'année 2010, les prix du charbon se sont stabilisés à plus de 120 \$/t pendant les trois premiers trimestres de 2011, avant d'entamer une baisse à partir d'octobre. Le prix spot du charbon vapeur sur le marché d'Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA) est ainsi descendu à 111 \$/t en décembre 2011. En moyenne sur l'année 2011, le prix spot du charbon vapeur s'est établi à près de 122 \$/t en zone ARA contre environ 92 \$/t en 2010, soit une augmentation de 33 % en moyenne sur un an. Mesurée en euros, cette hausse est un peu inférieure (+ 26 %, à 85 €/t CAF², contre 69 €/t en 2010), du fait de l'appréciation de la monnaie européenne.

Prix spot du charbon vapeur sur le marché Anvers-Rotterdam-Amsterdam



Source : Mc Closkey

² Coût, assurance et fret

Depuis le printemps 2009, les prix mondiaux sont en effet soutenus par la forte demande de charbon vapeur en Asie. En 2011, cette demande est restée importante en Inde et en Chine notamment. Mais la douceur du climat dans l'hémisphère nord en 2011, la concurrence du gaz naturel pour la production d'électricité et l'importance des stocks en zone ARA ont favorisé la stabilisation des prix du charbon vapeur en Europe. Toutefois, c'est surtout la progression de l'offre due aux investissements dans les infrastructures qui a conduit à une surcapacité et à une baisse des prix mécanique fin 2011.

Gaz naturel

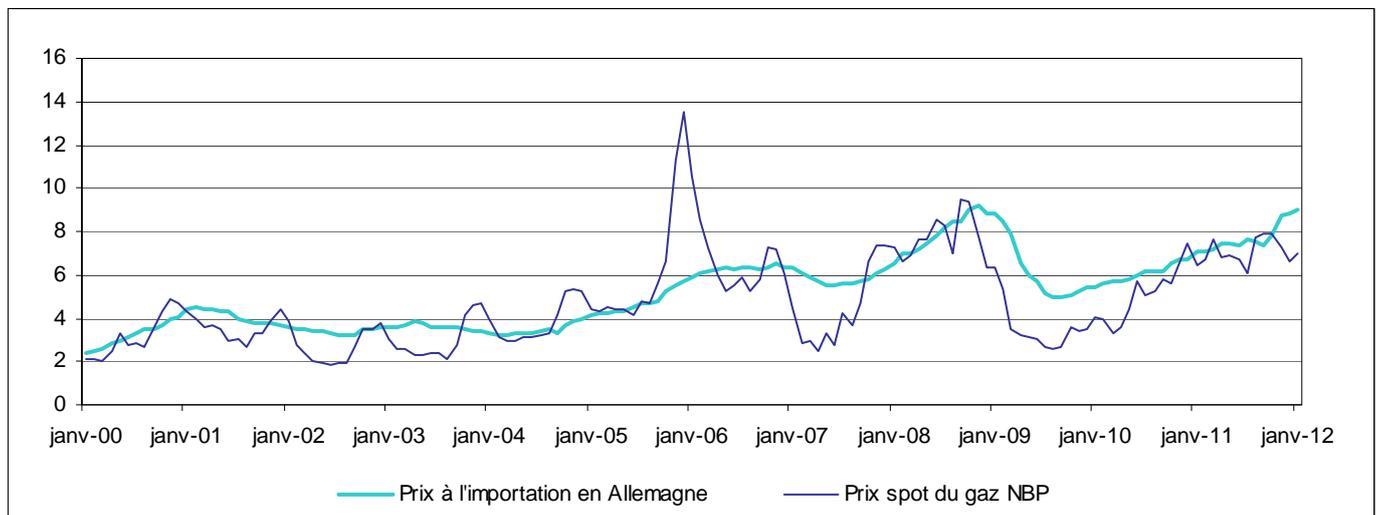
Après avoir été fortement perturbé du fait de la crise économique, de la chute des prix du pétrole brut et du développement rapide de l'exploitation de gaz non conventionnels, le prix du gaz naturel poursuit son redressement entamé en 2010. La reprise de l'activité économique, en particulier, se reflète dans la demande, relançant la hausse des prix sur le marché spot.

Les importations basées sur des contrats de long terme, bien qu'en baisse en 2011 (- 13,6 %), restent majoritaires et constituent 71 % des entrées brutes. Dans ces contrats de long terme, le prix du gaz est indexé sur l'évolution du prix du pétrole, avec un retard de cinq mois environ. En Allemagne³, le prix des importations, qui reflète essentiellement les prix des contrats de long terme, a augmenté régulièrement au cours de l'année 2011 (+ 26 % en moyenne annuelle). Il est en augmentation constante depuis la mi-2009.

Sur le marché spot du NBP⁴, le prix le plus bas de l'année a été atteint en juillet 2011. La forte reprise qui a suivi est due à différents facteurs : baisse des livraisons norvégiennes et inquiétudes quant à la disponibilité du gaz naturel liquéfié (GNL) dans les mois suivants (maintenance sur trois trains de liquéfaction qataris). Après une courte tendance baissière en novembre, la douceur des températures et l'importance des stocks ont permis de maintenir un niveau de prix dans la moyenne de l'année. En moyenne sur l'année, le prix spot du gaz naturel sur le NBP a très fortement augmenté entre 2010 et 2011 (+ 39,3 %), se rapprochant ainsi du prix annuel moyen des contrats de long terme.

Prix moyen à l'importation en Allemagne et prix spot du gaz sur le marché de Londres

En euro/million de British thermal unit (MBtu)



Sources : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ; National Balancing Point à un mois

Électricité

Le prix de l'électricité exportée s'établit à 4,8 c€/kW en moyenne sur l'année 2011. Les hausses du prix de l'électricité ces dernières années – vive en 2010 (+ 15 %), plus modérée en 2011 (+ 7,2 %), ne lui permettent pas d'atteindre le niveau record de 2008 : 6,3 c€/kWh en moyenne annuelle⁵.

³ Avec davantage d'opérateurs que la France, l'Allemagne peut rendre public son prix à l'importation. Il est repris ici à titre d'exemple d'un prix moyen réel, moins volatil que les prix spot parce qu'il prend en compte des contrats de long terme.

⁴ National Balancing Point, à Londres, seul marché de gros sur lequel les volumes de gaz naturel échangés sont significatifs.

⁵ Source DGDDI/DSEE, (Direction générale des douanes et des droits indirects/Département des statistiques et des études économiques).

Ce prix n'est cependant pas parfaitement représentatif des exportations, dans la mesure où il n'intègre pas les contrats de long terme, comme ceux qui résultent d'une participation étrangère à un investissement en France, par exemple.

Les prix à la consommation

Le prix à la consommation de l'énergie est en forte hausse pour la seconde année consécutive : + 12,2 % en 2011, après + 10,0 % en 2010. Ces fortes hausses effacent la baisse des prix observée en 2009 de sorte que le précédent sommet des prix de l'énergie, atteint en 2008, est dépassé. La contribution du prix de l'énergie à l'indice global des prix à la consommation est de 0,9 point en 2011, après 0,7 point en 2010. Sur dix ans, le taux de croissance annuel moyen du prix de l'énergie est de 4,3 %, 2,5 points au-dessus de celui de l'indice général des prix (1,8 %).

Le prix des produits pétroliers est en hausse de 15,7 % et contribue pour 0,7 point à l'augmentation de l'indice général. La hausse est particulièrement forte pour les combustibles liquides, essentiellement du fioul domestique : + 23,1 %, après déjà + 23,2 % en 2010. Elle est moins élevée pour les gaz liquéfiés, c'est-à-dire le butane et le propane (+ 14,1 %) et pour les carburants (+ 14,2 %), en raison notamment de l'impact modérateur de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE, ex-TIPP). La hausse des prix des produits pétroliers est intervenue essentiellement entre septembre 2010 et avril 2011. Les prix ont ensuite reflué légèrement au deuxième trimestre 2011 puis sont repartis à la hausse au dernier trimestre. Seul le prix du butane a augmenté lentement, mais régulièrement tout au long de l'année 2011.

Le prix du gaz naturel, dit gaz de ville, est en hausse (+ 8,5 %), en raison notamment de la hausse des prix réglementés intervenue en avril. L'accélération des tarifs de l'électricité se confirme : + 6,5 %, alors que la hausse avait été très modérée tout au long de la décennie 2000. Cela provient de l'augmentation de 1,4 % des tarifs réglementés en juillet, mais plus encore de la contribution au service public de l'électricité, qui a doublé en 2011 : 4,50 € HT/MWh fin 2010, 7,50 € en janvier et 9 € en août 2011. Enfin, le prix de la chaleur vendue par les réseaux de chauffage urbain augmente de 3,9 %, après être resté stable en 2010.

Évolution des prix moyens annuels à la consommation par rapport à l'année précédente

En %

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TCAM*
Carburants	-5,1	-2,7	2,4	7,9	13,0	5,8	1,9	12,3	-17,1	13,5	14,2	4,6
- dont gazole	-6,0	-3,0	2,7	11,5	16,1	4,9	1,6	15,7	-20,9	14,4	16,5	5,3
- dont SP95	-5,4	-1,8	0,2	4,3	10,0	6,1	3,2	6,1	-10,7	11,3	11,4	3,8
- dont SP98	-4,7	-1,9	0,0	4,5	11,3	5,7	2,7	6,4	-10,8	11,2	11,2	3,8
Électricité	-0,5	0,9	1,2	1,4	0,0	0,6	1,4	1,4	1,8	2,4	6,5	1,7
Gaz de ville	19,3	0,4	2,2	-5,3	6,7	17,2	3,3	10,9	-2,8	6,9	8,5	4,6
Gaz liquéfiés	6,2	-2,3	5,4	4,7	9,4	9,5	0,9	11,6	-7,3	1,0	14,1	4,4
Combustibles liquides	-13,0	-6,0	7,2	14,7	29,8	10,6	0,3	29,2	-30,9	23,2	23,1	8,5
Eau chaude, vapeur et glace	3,4	4,5	0,0	0,0	0,0	6,2	7,7	11,1	23,8	0,0	3,9	5,5
Ensemble des énergies	-1,9	-1,7	2,6	5,0	10,1	6,4	1,7	10,9	-12,0	10,0	12,2	4,3
Ensemble des biens et services	1,7	1,9	2,1	2,1	1,8	1,6	1,5	2,8	0,1	1,5	2,1	1,8

*TCAM : taux de croissance annuel moyen, calculé sur la période 2001-2011

Source : Insee, indice des prix à la consommation DGEC, base de prix « Direm », pour les prix du gazole, du SP95 et du SP98

2 Une croissance en pente douce pour la consommation

La consommation totale d'énergie primaire corrigée des variations climatiques augmente de 0,8 % en 2011, dépassant 266 Mtep. Après un net décrochage lié à la crise de 2009, elle croît en moyenne d'environ 1 % entre 2009 et 2011, soit + 5 Mtep au total. Son niveau reste néanmoins en-dessous des premières années de la décennie 2000.

En climat réel en revanche, la consommation primaire a nettement décroché (- 3,4 %), en raison des températures exceptionnellement douces qui ont limité les besoins de chauffage.

Consommation d'énergie primaire

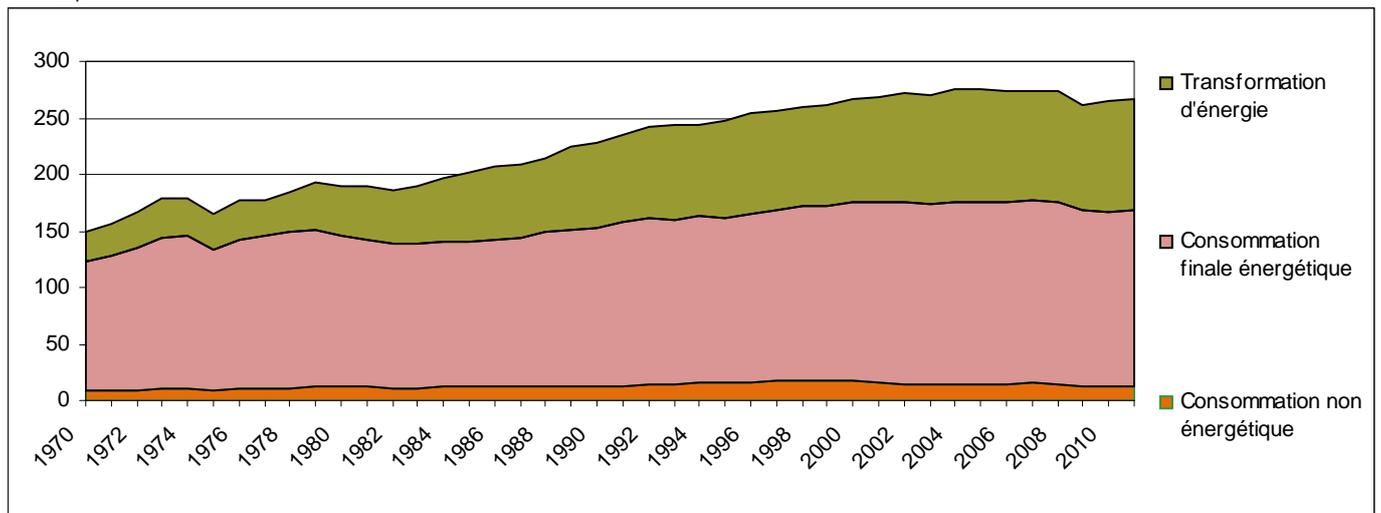
En Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
							Réelle	182,4	224,6	266,5	260,5
Corrigée des variations climatiques	179,7	228,3	272,1	261,4	264,3	266,4	1,4	1,5	-0,6	1,1	0,8
- dont transformation énergie	35,1	75,2	97,0	93,6	96,9	98,3	4,6	2,1	-0,5	3,4	1,5
- dont finale énergétique	133,6	140,7	160,9	155,6	155,4	155,6	0,3	1,1	-0,5	-0,1	0,1
- dont non énergétique	10,9	12,4	14,3	12,1	12,0	12,6	0,8	1,2	-2,3	-0,8	4,4

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Consommation d'énergie primaire

En Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Au sein de cet ensemble, la consommation finale d'énergie, corrigée des variations climatiques, est stable depuis trois ans, autour de 156 Mtep.

La quantité d'énergie primaire consommée pour transformer et distribuer l'énergie, dont la plus grande partie sert à produire de l'électricité dans les centrales nucléaires et thermiques, progresse moins vite qu'en 2010, dans le sillage du léger ralentissement qui a affecté ces deux productions.

Quant aux usages non énergétiques (naphta pour les plastiques, bitumes pour les routes, gaz naturel pour la fabrication d'engrais, etc.), ils se redressent nettement (+ 4,4 %), sans toutefois retrouver leur niveau d'avant la crise.

3 L'approvisionnement : bonne tenue des productions éolienne et nucléaire, amélioration du solde des échanges physiques

La production nationale d'énergie primaire a très légèrement augmenté en 2011, atteignant ainsi un nouveau record à 138,9 Mtep. Cette progression (+ 0,6 %) est presque entièrement due à la production d'électricité nucléaire, qui augmente de 3,6 Mtep. En effet, hormis la production pétrolière, très faible en France (moins de 2 Mtep), les autres productions énergétiques primaires fléchissent. C'est le cas des énergies renouvelables thermiques et déchets (- 9,3 %) comme de la production hydraulique renouvelable (- 27 %). Cette dernière a pâti de la sécheresse que subit la France depuis près de deux années hydrologiques. La progression maintenue de la production éolienne (+ 25 %, à 1,1 Mtep) et du photovoltaïque électrique qui fait plus que tripler, ne peuvent compenser sa chute. Quant aux énergies thermiques, elles répercutent la nette baisse du bois-énergie, due à la douceur de l'hiver.

Production d'énergie primaire

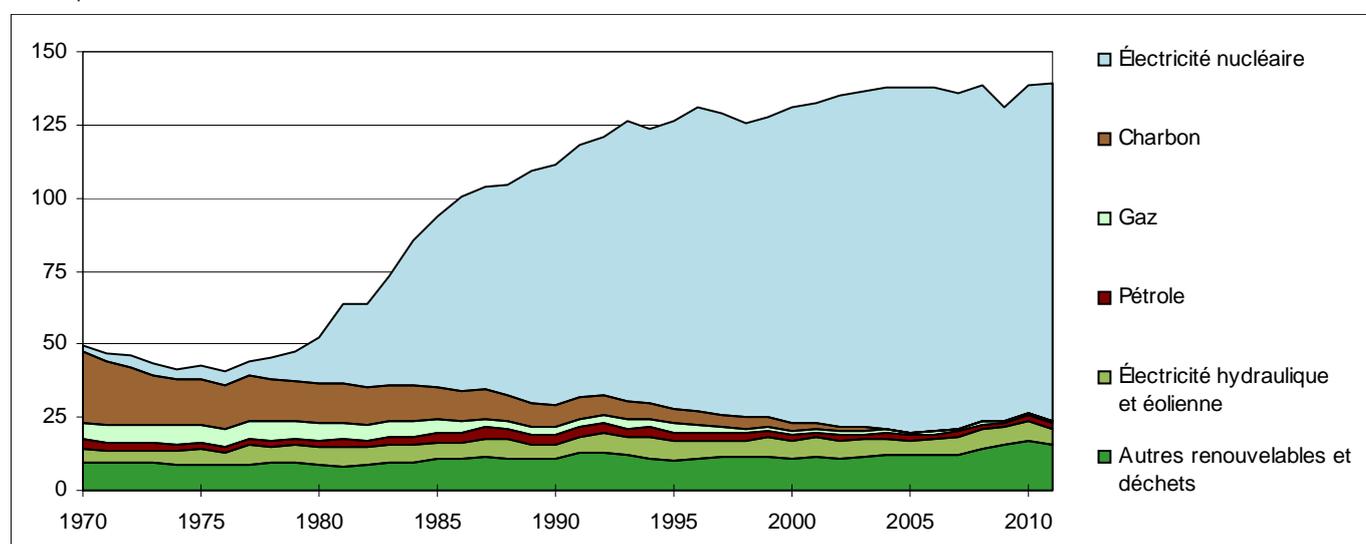
En Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Total production primaire	43,5	111,2	135,4	130,8	138,2	138,9	5,7	1,7	-0,5	5,6	0,6
Électricité primaire	8,0	86,8	119,6	112,8	118,4	120,9	15,1	2,7	-0,8	4,9	2,1
- Nucléaire	3,8	81,7	113,8	106,8	111,7	115,3	19,7	2,8	-0,9	4,6	3,2
- Hydraulique, éolien, photovoltaïque	4,1	5,0	5,7	6,1	6,7	5,6	1,1	1,1	0,8	11,0	-16,9
EnRt et déchets	9,8	10,7	10,9	15,5	17,2	15,6	0,6	0,1	5,2	10,5	-9,3
Pétrole	2,2	3,5	2,3	1,6	1,8	1,9	2,6	-3,3	-4,9	13,5	3,6
Gaz naturel	6,3	2,5	1,4	0,7	0,6	0,5	-5,3	-4,5	-9,4	-12,8	-20,0
Charbon	17,3	7,7	1,2	0,1	0,1	0,1	-4,6	-14,7	-34,5	77,6	-42,9
Taux d'indépendance énergétique	23,9%	49,5%	50,8%	50,2%	51,4%	53,5%	4,4	0,2	-0,2	2,3	4,1

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Production d'énergie primaire

En Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

À 125 Mtep, le solde importateur se réduit de plus de 4 % en 2011. D'une part, les exportations d'électricité ont bondi de près d'un tiers. D'autre part, les importations se sont contractées de 3,4 Mtep, baisse expliquée aux trois quarts par la diminution des importations de charbon et de gaz. Le solde pétrolier est pour sa part resté stable, la baisse des exportations de produits raffinés étant compensée par un mouvement de même ampleur sur les importations globales.

Échanges extérieurs

En Mtep

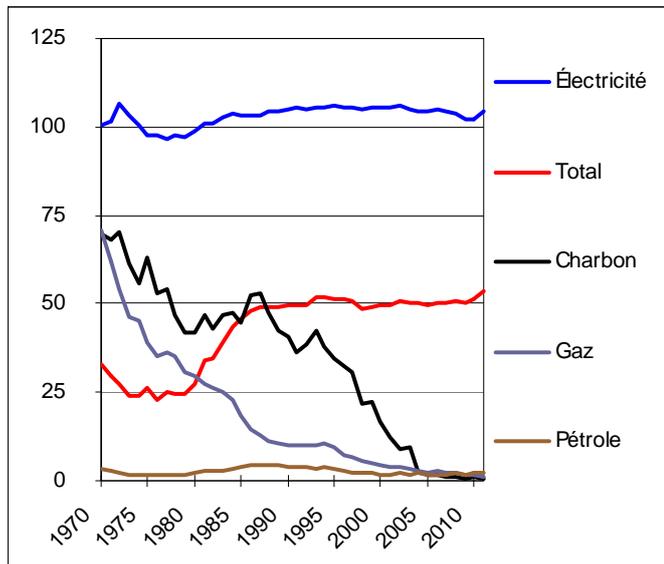
	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Importations	159,7	138,2	162,2	163,9	160,8	157,4	-0,8	1,3	0,1	-1,9	-2,1
dont charbon	10,4	12,9	12,2	10,3	11,8	9,8	1,3	-0,5	-2,3	14,4	-16,9
pétrole brut	134,9	73,3	80,0	71,7	64,1	64,4	-3,5	0,7	-1,6	-10,6	0,5
produits pétroliers raffinés	6,3	26,8	32,4	39,3	40,9	40,4	8,9	1,6	2,8	4,1	-1,3
gaz	7,6	24,5	37,3	40,5	41,9	41,4	7,1	3,6	1,2	3,4	-1,1
Exportations	14,8	20,0	27,3	32,0	30,2	32,5	1,8	2,6	2,3	-5,5	7,5
dont produits pétroliers raffinés	12,9	14,5	19,3	25,5	23,0	22,8	0,7	2,4	4,1	-9,6	-1,0
électricité	0,7	4,5	6,9	3,9	4,3	5,7	12,0	3,7	-8,0	11,8	31,3
Solde importateur	144,8	118,2	134,9	131,9	130,5	124,9	-1,2	1,1	-0,3	-1,0	-4,3

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Le taux d'indépendance énergétique, calculé comme le ratio de la production nationale primaire sur la consommation primaire non corrigée des variations climatiques, se redresse pour la deuxième année consécutive, à 53,5 % contre 51,4 % en 2010. Il bénéficie de la bonne production électrique nucléaire et éolienne.

Indépendance énergétique totale

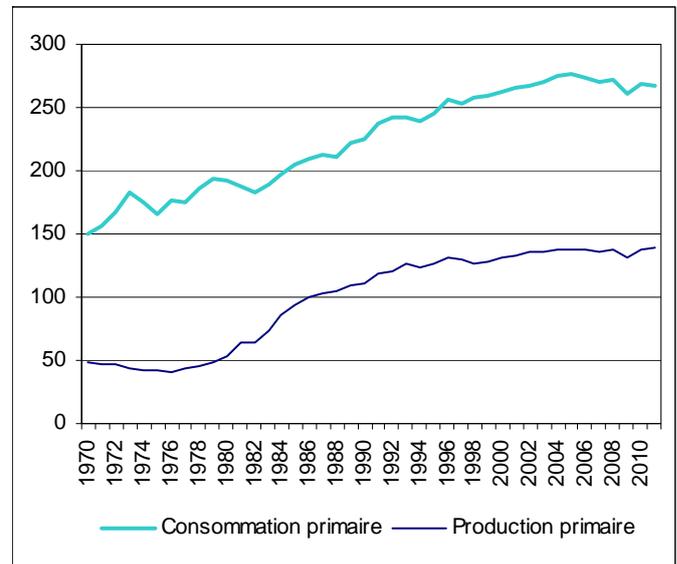
En %



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Production et consommation d'énergie primaire

En Mtep, données réelles, non corrigées du climat



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

3.1 Charbon : chute des importations (- 17 %)

L'extraction de charbon s'est arrêtée en France en avril 2004, avec la fermeture du dernier puits du bassin lorrain. Depuis, des produits de récupération continuent d'être exploités grâce à la valorisation du charbon contenu dans les terrils du Nord-Pas-de-Calais et les schlamms⁶ de Lorraine, mais en quantité de plus en plus faible. Ces produits font l'objet d'une utilisation dans les centrales thermiques du groupe allemand E.ON (ex-Société nationale d'électricité et de thermique (Snet)). En 2011, leurs livraisons pour le compte des centrales ne représentent plus que 60 ktep, soit 0,6 % des besoins nationaux.

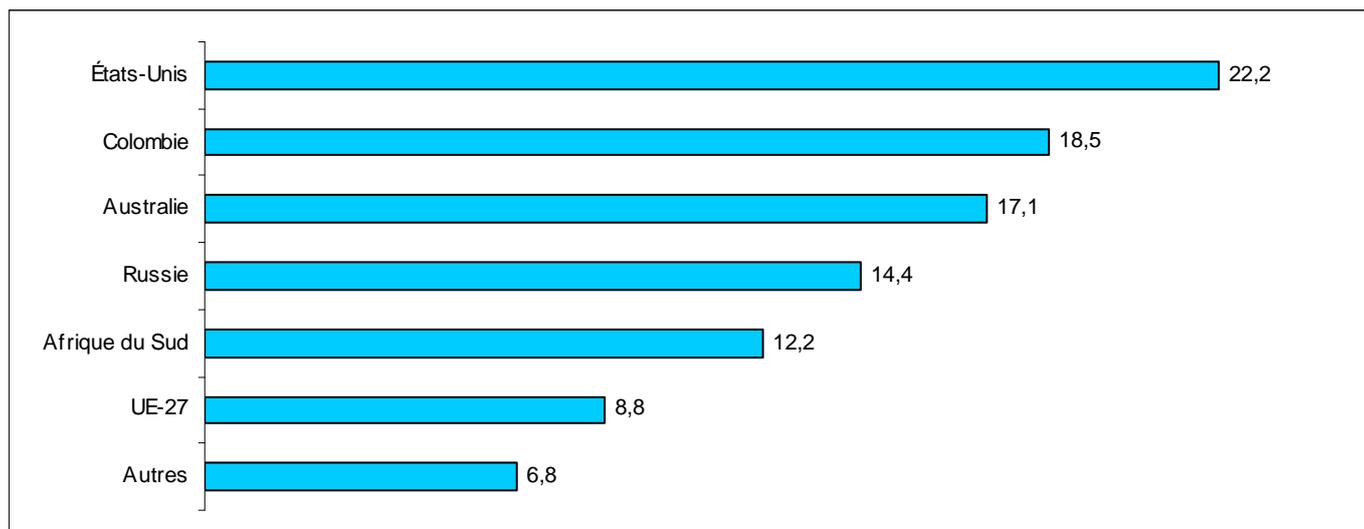
Les stocks de produits charbonniers sont restés quasiment stables en 2011 et s'élèvent à 6,5 millions de tonnes (Mt) en fin d'année. Cette apparente stabilité résulte de deux mouvements contradictoires. D'une part, les centrales au charbon ont peu tourné en 2011, ce qui leur a permis de reconstituer des stocks de charbon vapeur. Ainsi, en fin d'année, ces stocks permettaient d'assurer une autonomie d'environ un an au rythme actuel de consommation. D'autre part, les sidérurgistes ont puisé dans leurs stocks de houille et de coke.

Les importations de combustibles minéraux solides (CMS) ont atteint leur plus bas niveau en 2011 : elles s'élèvent à 15,8 Mt, en baisse de 17 % par rapport à 2010. La houille représente 91 % des CMS importés, avec une part de 67 % de charbon vapeur destiné à la production d'électricité et 24 % de charbon à coke (utilisé pour produire du coke qui sert à la fabrication de fonte dans les hauts-fourneaux). Mesurées en équivalent énergétique, les importations de CMS représentent désormais moins de 10 Mtep, contre 11,8 Mtep un an auparavant. En 2011, les principaux pays fournisseurs de la France sont les États-Unis (22 %) et la Colombie, dont la part progresse aux dépens de l'Australie, de la Russie, de l'Afrique du Sud et de la Pologne. Les importations en provenance de ce dernier ont fortement reculé en 2011.

⁶ Produits de récupération issus du charbon.

Les importations de charbon en 2011

En %



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

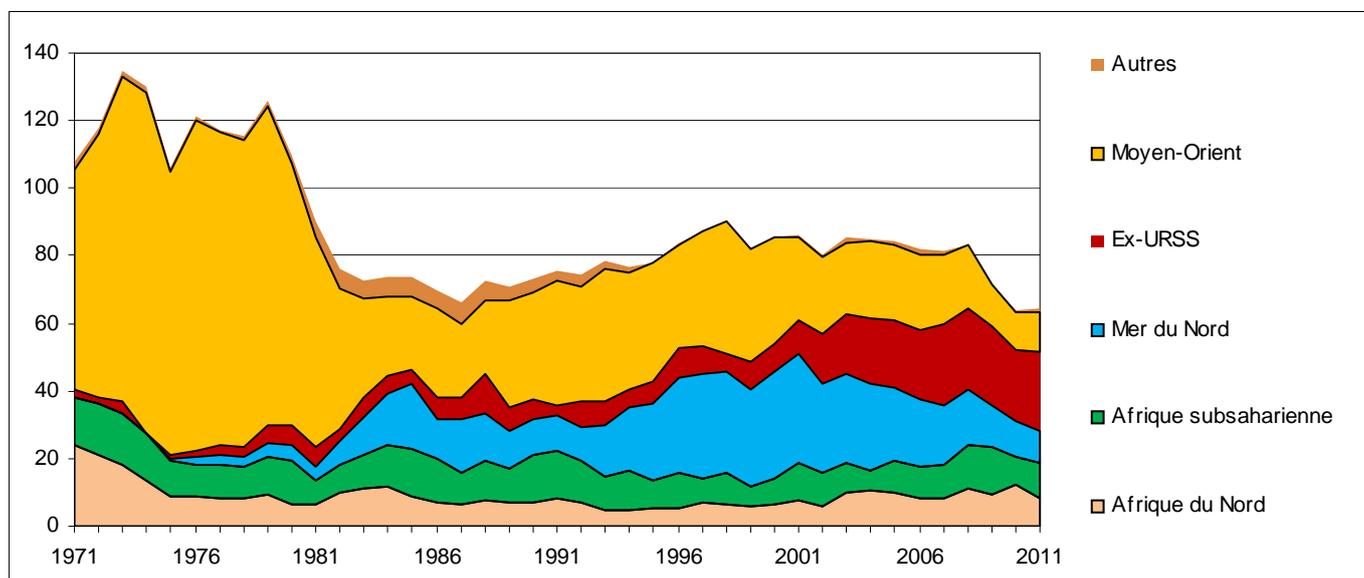
3.2 Pétrole : stabilité des importations

La production de pétrole brut en France est quasiment stable en 2011 à 0,9 Mt. Elle progresse en Aquitaine (+ 3 %) et recule dans le bassin parisien (- 5 %) et en Alsace (- 6 %). Elle ne représente qu'une part marginale de la consommation nationale (1 %).

Après deux années de forte baisse, les quantités de **pétrole brut** importées pour le raffinage sont restées quasiment stables (+ 0,5 %) en 2011, à un peu plus de 64 Mt. *A contrario*, la carte des pays fournisseurs s'est modifiée notamment sous l'effet du conflit libyen : les importations de pétrole en provenance de Libye ont chuté de 69 % et ont été compensées par des apports provenant notamment d'Algérie, d'Azerbaïdjan, du Nigeria, du Ghana et du Kazakhstan. Ce dernier devient ainsi le deuxième fournisseur de la France derrière la Russie. Les pays de l'ex-URSS contribuent à 36 % de nos approvisionnements en 2011 (3 % en 1973 et 9 % en 2000), derrière les pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) dont la part perd trois points, à 40 %, par rapport à 2010. Quant aux approvisionnements provenant des gisements de mer du Nord (14 %), ils reculent de nouveau et sont désormais supplantés par ceux d'Afrique subsaharienne (17 %).

Importations de pétrole brut par origine

En Mt



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Importations de pétrole brut par origine

En Mt

	1973		1979	1985	1990	1995	2000	2005	2009	2010	2011	
		%										%
Grandes zones												
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	12,2	11,1	12,2	18,9
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	9,2	12,1	8,0	12,5
Afrique subsaharienne	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	14,1	8,5	10,8	16,7
Mer du Nord ¹	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	12,6	10,6	9,1	14,1
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	23,6	21,0	23,4	36,3
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,4	0,3	0,9	0,1	0,7	1,0	1,5
Total	134,9	100,0	125,9	73,9	73,4	78,0	85,6	84,2	71,7	64,1	64,4	100,0
<i>dont Opep²</i>	<i>127,8</i>	<i>94,7</i>	<i>111,8</i>	<i>36,7</i>	<i>41,7</i>	<i>42,7</i>	<i>41,8</i>	<i>38,2</i>	<i>30,8</i>	<i>27,6</i>	<i>25,9</i>	<i>40,2</i>
<i>Opep hors Irak</i>	<i>109,1</i>	<i>80,8</i>	<i>89,1</i>	<i>30,4</i>	<i>38,7</i>	<i>42,7</i>	<i>34,5</i>	<i>36,8</i>	<i>28,4</i>	<i>25,2</i>	<i>24,4</i>	<i>37,8</i>
Principaux fournisseurs												
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	10,4	11,1	9,6	14,8
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	9,5	6,8	8,3	12,8
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	5,6	6,0	6,7	10,4
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	9,5	7,0	6,7	10,3
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	3,7	3,1	5,5	8,6
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	3,2	2,8	4,8	7,4
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	2,0	0,9	4,0	6,3
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	6,4	10,2	3,2	4,9
Iran	10,8	8,0	7,8	4,1	9,1	10,5	5,2	6,9	2,9	1,8	3,0	4,7
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	7,9	3,4	2,3	3,5
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	2,7	3,4	2,0	3,1
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	2,7
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,5	2,4	1,5	2,4
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	1,4	1,3	0,9	1,4

¹ Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark.

² Opep : Algérie, Angola, Arabie Saoudite, Émirats arabes unis, Équateur, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar, Venezuela.

NB : le pétrole est classé ici en fonction du pays où il a été extrait.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

En 2011, la marge brute de raffinage est au plus bas, à 14 €/t, contre 21 €/t en 2010. Le raffinage français, comme celui de ses voisins européens, est confronté à des surcapacités liées à une baisse durable de la demande et à la concurrence des pays émergents. Les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) et plus encore ceux de l'Union européenne (UE) se sont engagés dans une politique d'économie d'énergie, de réduction des émissions polluantes et de gaz à effet de serre qui passe par des réglementations environnementales plus contraignantes sur les combustibles fossiles, notamment le pétrole, et la promotion des énergies renouvelables, dont les biocarburants. Les normes imposées à l'activité du raffinage sont moins sévères dans les pays émergents et la demande énergétique y est en forte croissance. C'est dans ces pays, en Asie, en Afrique, au Moyen-Orient et en Amérique latine, que se développent désormais les nouvelles capacités de raffinage.

De plus, le raffinage français est confronté à la forte dieselisation du parc automobile national, ce qui conduit à une inadéquation entre la demande du marché intérieur et la structure de production. Par rapport à la production « naturelle » d'une raffinerie, le marché français demande trop de gazole et pas assez d'essence. Les raffineurs doivent donc trouver des débouchés pour leur excédent d'essence, ce qui est de plus en plus difficile. Une autre solution consiste à réaliser des investissements, mais peu de sociétés le font, en raison des coûts élevés.

Cette situation a conduit à la fermeture de deux raffineries, celles de Dunkerque (Total) en 2010 et de Reichstett (Petroplus) en 2011, et des menaces fortes pèsent sur celles de Berre (LyondellBasell) et Petit-Couronne (Petroplus).

En 2009, comme en 2010, les importations de produits finis avaient donc augmenté alors que les exportations reculaient. En 2011, malgré la diminution des capacités de production, la situation s'est quasiment stabilisée avec un déficit des échanges de 17,4 Mt dû pour l'essentiel au gazole/fioul domestique qui représente plus de 50 % des importations et qui provient notamment de Russie (26 %), de Grande-Bretagne (15 %), des Pays-Bas (13 %) et des États-Unis (12 %). Les carburateurs participent également à titre moindre au déficit des échanges ; ils sont importés surtout du Moyen-Orient et d'Asie. Les exportations d'essence se font principalement vers les États-Unis (22 % en 2011, contre 39 % en 2008), mais la demande américaine est en baisse.

Importations et exportations de produits raffinés en 2011

En Mt

	Importations (I)	Exportations (E)	Solde importateur I - E
Gazole FOD ¹	20,4	3,9	16,5
Carburéacteurs	3,9	0,7	3,2
GPL ²	2,7	1,1	1,6
Coke de pétrole	1,4	0,0	1,4
Fioul lourd	7,2	6,5	0,7
Bitumes	1,0	0,3	0,7
Essence	0,5	4,8	-4,3
Naphta	1,7	2,8	-1,1
Lubrifiants	0,9	1,7	-0,8
Autres	0,4	0,9	-0,5
Total	40,1	22,7	17,4

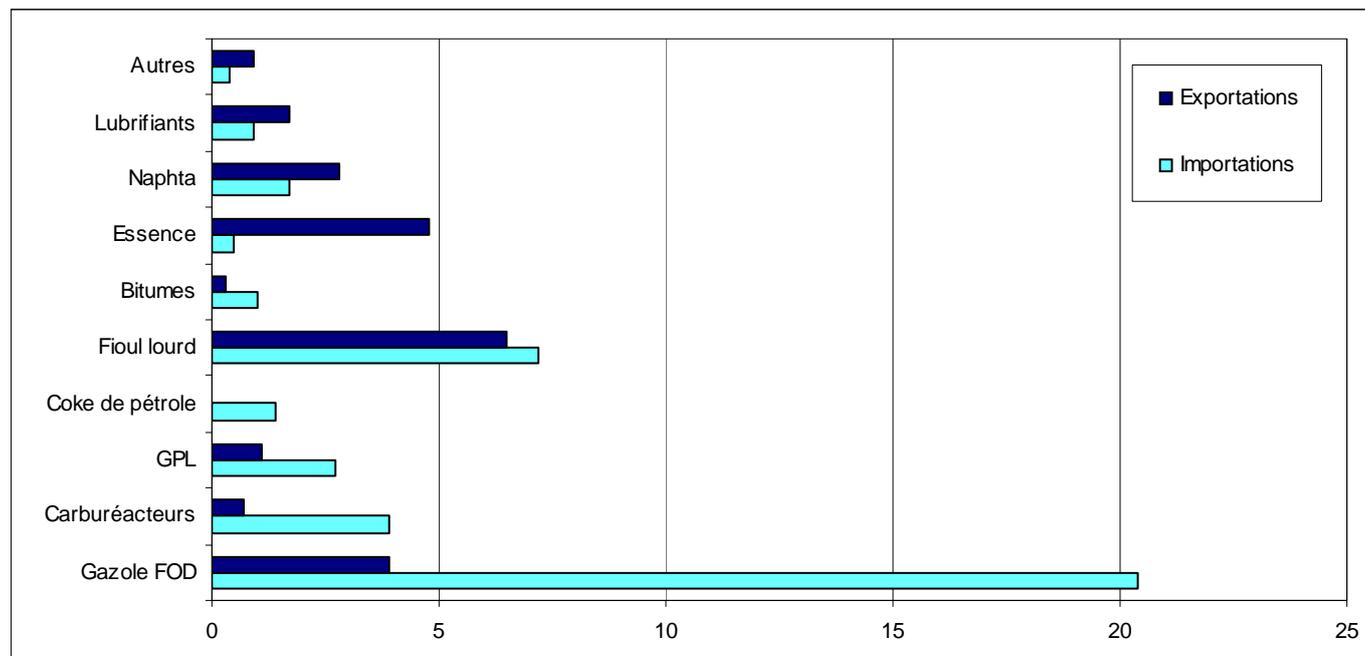
¹ FOD : fioul domestique.

² GPL : gaz de pétrole liquéfié.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011, d'après les statistiques des Douanes

Importations et exportations de produits raffinés en 2011

En milliers de tonnes



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011, d'après les statistiques des Douanes

En quantité, le solde global des importations pétrolières est quasiment inchangé :

- les importations de brut augmentent de 0,3 Mt (+ 0,5 %) ;
- les importations de produits raffinés diminuent de 0,4 Mt (- 1,1 %) ;
- les exportations de produits raffinés diminuent de 0,2 Mt (- 0,9 %).

3.3 Gaz naturel : forte hausse des contrats de court terme

La production nationale continue de baisser en 2011 (- 20 %) et n'est plus que de 6,5 TWh, soit 1,4 % des ressources.

Le solde net des entrées-sorties de gaz naturel en France passe de 511,1 TWh en 2010 à 494,6 TWh en 2011. En effet, tandis que les niveaux des entrées brutes sont stables, les sorties du territoire ont augmenté de 44 %.

Le portefeuille des entrées de gaz s'est assez nettement modifié en 2011 par rapport à 2010 :

- Les entrées de GNL poursuivent leur hausse (+ 2,2 % entre 2010 et 2011). Elles représentent ainsi 28 % des importations cette année.
- Tandis que les contrats de moyen et long terme fléchissent à 405 TWh en 2011 (- 13,6 %), après être restés stables entre 2009 et 2010, les approvisionnements associés à des contrats de court terme augmentent très fortement (+ 110 %), atteignant 89,6 TWh.
- Avec une hausse de 7,9 %, la Norvège consolide sa place de principal fournisseur de gaz naturel de la France et représente désormais 32 % du total. La quantité de gaz naturel importée depuis les Pays-Bas est en forte hausse : + 25,7 % ; ces derniers occupent ainsi la deuxième position des pays fournisseurs, passant devant la Russie (baisse de 7,4 %) Les importations en provenance du Qatar poursuivent leur croissance (+ 153 %) pour atteindre 30,6 TWh. En revanche, les importations en provenance d'Algérie diminuent de 11,5 % alors que celles en provenance du Nigeria, après avoir baissé de plus de la moitié en 2010, cessent, hors importations dans le cadre des contrats à court terme Swap.

Approvisionnement entre 2009 et 2011

	En TWh			En % par rapport au total des entrées		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Total des entrées brutes (transit inclus)	569,2	564,8	569,6	100,00	100,00	100,00
Total des sorties (transit inclus)	67,9	53,7	75,0	11,93	9,51	13,17
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	501,3	511,1	494,6	88,07	90,49	86,83
Norvège	170,8	169,4	182,9	30,0	30,0	32,1
Pays-Bas	85,0	73,6	92,5	14,9	13,0	16,2
Russie	77,3	78,4	72,6	13,6	13,9	12,7
Algérie	85,0	71,0	62,8	14,9	12,6	11,0
Qatar	5,5	12,1	30,6	1,0	2,1	5,4
Swap*	8,8	23,5	25,5	1,5	4,2	4,5
Égypte	17,1	7,7	9,4	3,0	1,4	1,6
Trinité et Tobago	4,3	3,5	8,3	0,8	0,6	1,5
Nigeria	5,2	2,3	0,0	0,9	0,4	0,0
Autres et indéterminés	42,3	69,6	10,0	7,4	12,3	1,8
dont : court terme	34,6	42,7	89,6	6,1	7,6	15,7
moyen et long terme	466,6	468,4	404,9	82,0	82,9	71,1
dont : gaz naturel sous forme gazeuse	356,9	355,2	335,2	62,7	62,9	58,9
gaz naturel liquéfié (GNL)	144,4	156,0	159,3	25,4	27,6	28,0

* Essentiellement, arrivée de gaz du Nigeria pour le compte de l'Italie, compensant la fourniture à l'Italie par GDF-Suez de gaz ne transitant pas par la France.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Après un hiver rigoureux en 2010-2011 qui a conduit à un niveau très faible des stocks au premier janvier 2011 (79,8 TWh, contre 111 TWh au premier janvier 2010), le climat s'est radouci, ce qui a permis de retrouver un niveau des stocks supérieur à celui de l'année passée, dès le 30 avril. Au mois de décembre 2011, compte tenu d'un début d'hiver clément, les stocks s'établissaient à 102,2 TWh, ce qui représente un stockage très important sur l'année 2011 : + 22,2 TWh.

Une meilleure connaissance de l'origine du gaz naturel à partir de 2011

Avant 2011, l'origine du gaz naturel importé n'était connue que pour les contrats de moyen et long terme. Ainsi, les quantités associées aux contrats de court terme étaient classées dans la rubrique « Autres et indéterminés ».

Depuis 2011, nos sources de données sur les échanges avec l'extérieur (l'Enquête annuelle sur la statistique gazière et l'enquête mensuelle de conjoncture) nous permettent de connaître l'origine du gaz naturel importé par le biais de contrats de court terme. La ventilation des importations par pays d'origine est donc connue pour l'ensemble des contrats, qu'ils soient de court ou de moyen et long terme. L'augmentation des volumes provenant de certains pays est donc en partie due à ce changement de champ de l'information.

L'acheminement du gaz naturel par gazoducs des pays producteurs (Russie par exemple) vers les pays destinataires finaux suppose le plus souvent de traverser d'autres pays : c'est ce qu'on appelle le transit. Le pays de destination du gaz signe alors des contrats de transit avec les pays par lesquels le gaz, importé par le biais de contrats de long terme, circule. C'est par exemple le cas de l'Espagne et de la Suisse, dont une partie des approvisionnements passe par la France. Ces quantités entrent bien sur le territoire français, mais en ressortent intégralement. Suite à la libéralisation des marchés européens, la signature de nouveaux contrats de transit a été interdite ; seuls les contrats existants sont maintenus. Ainsi, les contrats de transit historiques sont en voie d'extinction et ne représentent plus qu'une part marginale des flux transfrontaliers. C'est la raison pour laquelle le choix a été fait dans le bilan de l'énergie de ne plus faire référence à la notion de transit. Seules seront comptabilisées désormais les entrées et sorties du territoire.

3.4 Électricité : une production totale en recul en écho à la baisse de la consommation intérieure

La production totale brute d'électricité comprend la production primaire (nucléaire, hydraulique, éolienne, photovoltaïque) et la production thermique classique. La production primaire brute s'élève à 507 TWh en 2011, soit un niveau relativement stable par rapport à 2010 (+ 0,1 %). Malgré la poursuite du rattrapage consécutif à la crise, le niveau de 2008 (514 TWh) n'est donc toujours pas rejoint. À cette production primaire, s'ajoute celle des centrales thermiques classiques (55 TWh), en baisse de 12 % en 2011 par rapport à 2010.

En 2011, la production française d'électricité est ainsi assurée à 79 % par le nucléaire, à 10 % par le thermique classique, 9 % par l'hydraulique, 2,2 % par l'éolien, et 0,4 % par le photovoltaïque, qui reste encore très marginal.

À 442 TWh en 2011, la **production nucléaire** poursuit la hausse observée en 2010, mais à un rythme moins prononcé (respectivement de + 3,2 % et + 4,6 %). Cette progression interrompt quatre années de baisse consécutives. La hausse de la production nucléaire s'explique en partie par une plus grande disponibilité du parc. En effet, le coefficient de disponibilité nucléaire⁷, en hausse de 3,6 %, s'établit à 81 % en 2011, contre seulement 78 % en 2009 et 2010. La production nucléaire brute se rapproche ainsi de son maximum atteint en 2005, à environ 452 TWh.

Production totale brute d'électricité

En TWh

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Taux de croissance annuel par an (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Thermique classique	119,5	48,2	55,7	58,8	62,8	55,1	5,2	1,2	5,6	6,8	- 12,3
Nucléaire	14,8	313,7	436,8	409,7	428,5	442,4	19,7	2,8	- 6,2	4,6	3,2
Hydraulique	48,1	58,3	66,4	62,4	67,7	50,7	1,1	1,1	- 6,0	8,5	25,1
Éolien	-	-	0,3	7,9	9,9	12,2	-	-	2 533,3	25,3	23,2
Photovoltaïque	-	-	-	0,2	0,6	2,0	-	-	-	278,0	225,8
Total	182,4	420,2	558,9	539,0	569,5	562,4	5,0	2,4	- 3,6	5,7	- 1,2
dont électricité primaire	62,9	372,0	503,2	480,2	506,7	507,3	11,0	2,5	- 4,6	5,5	0,1

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

⁷ Ce coefficient exprime l'aptitude du parc à fournir de l'énergie, qu'elle soit ou non appelée par le réseau électrique. Les périodes d'indisponibilité comprennent les arrêts programmés, pour entretien ou renouvellement des combustibles, et les arrêts non programmés (incidents).

Structure de la production totale brute d'électricité

En %

	1973	1990	2002	2009	2010	2011
Thermique classique	65,5	11,5	10,0	10,9	11,0	9,8
Nucléaire	8,1	74,7	78,2	76,0	75,2	78,7
Hydraulique	26,4	13,9	11,9	11,6	11,9	9,0
Éolien	-	-	0,1	1,5	1,7	2,2
Photovoltaïque	-	-	-	0,0	0,1	0,4
Total	100	100	100	100	100	100
dont électricité primaire	34,5	88,6	90,0	89,1	89,0	90,2

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

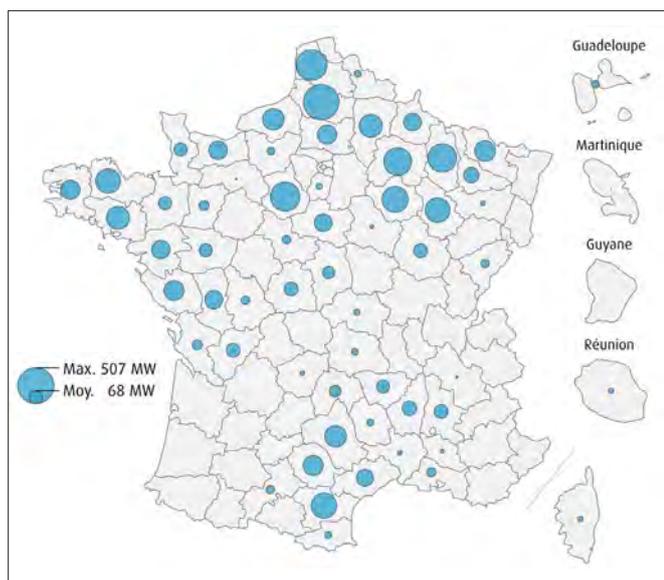
L'indice de productibilité hydraulique, qui mesure la production hydraulique par rapport à une référence sur longue période pour chaque barrage existant, s'élève à 0,71, niveau le plus bas depuis l'indice exceptionnellement réduit de l'année 2005 (soit 0,69). Ce niveau si faible s'explique par le fait que la **production hydraulique** est tributaire des précipitations. En effet, l'année 2011 a été marquée par une sécheresse prolongée, particulièrement notable au printemps et à l'automne. La production hydraulique diminue donc de 25 %, atteignant le niveau historiquement faible de 51 TWh, soit le point le plus bas depuis celui de 1976 (49 TWh), qui était une année de grande sécheresse.

Avec une progression annuelle de plus de 2 TWh pour la troisième année consécutive, la **production éolienne** poursuit une ascension régulière : elle s'élève à 12,2 TWh en 2011 après 10,0 TWh en 2010 et 7,9 TWh en 2009. Avec 2,2 % de la production française, sa part dans le total des ressources est désormais perceptible. Sa croissance, effets climatiques mis à part, devrait se poursuivre à un rythme un peu moins soutenu toutefois, puisque le parc raccordé (6 750 MW fin 2011) ne s'est agrandi que de 825 MW au cours de l'année 2011, marquant une rupture après les niveaux croissants des parcs mis en service lors des trois dernières années (1 080, 1 135 et 1 255 MW respectivement de 2008 à 2010). Ce ralentissement est au moins en partie lié aux récents changements du cadre législatif et réglementaire régissant ces mises en service.

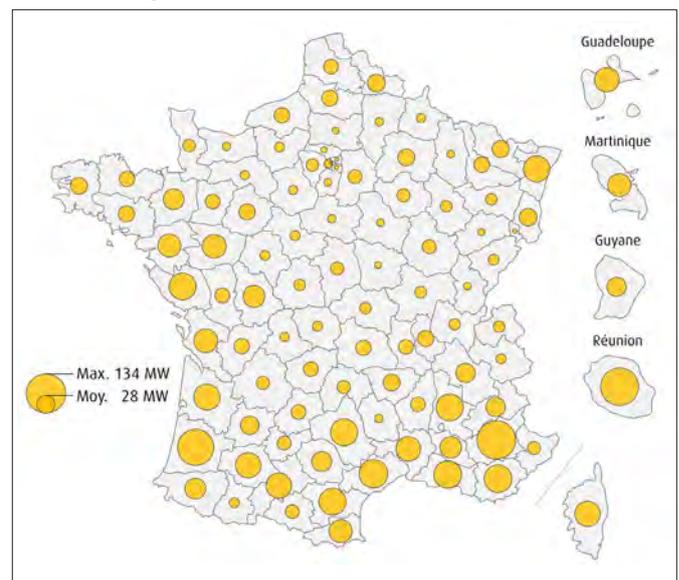
La production **photovoltaïque** bien qu'encore limitée, s'est envolée en 2011 et dépasse désormais les 2 TWh en métropole. Environ six fois moins importante que l'éolien, sa production a presque quadruplé en un an et pèse désormais pour 0,4 % de la production nationale. Avec un accroissement sans précédent de plus de 1 500 MW raccordés sur le territoire métropolitain au cours de l'année 2011, le parc poursuit sa montée en puissance à 2 637 MW fin 2011 (soit un parc multiplié par 2,5 depuis fin 2010). L'année 2011 restera marquée par la progression record des installations de moyenne et grande puissance ; les installations de puissance supérieure à 100 kW ont représenté 73 % des puissances raccordées en 2011 contre seulement 40 % en 2010.

Puissances éoliennes et photovoltaïques raccordées au réseau au 31 décembre 2011

Éolien



Photovoltaïque



Source : SOeS d'après Électricité réseau distribution France (ERDF) et Réseau de transport d'électricité (RTE), systèmes énergétiques insulaires (SEI) et principales entreprises locales de distribution (ELD)

À la production primaire s'ajoute la production d'électricité obtenue par transformation d'une autre énergie : la production thermique classique.

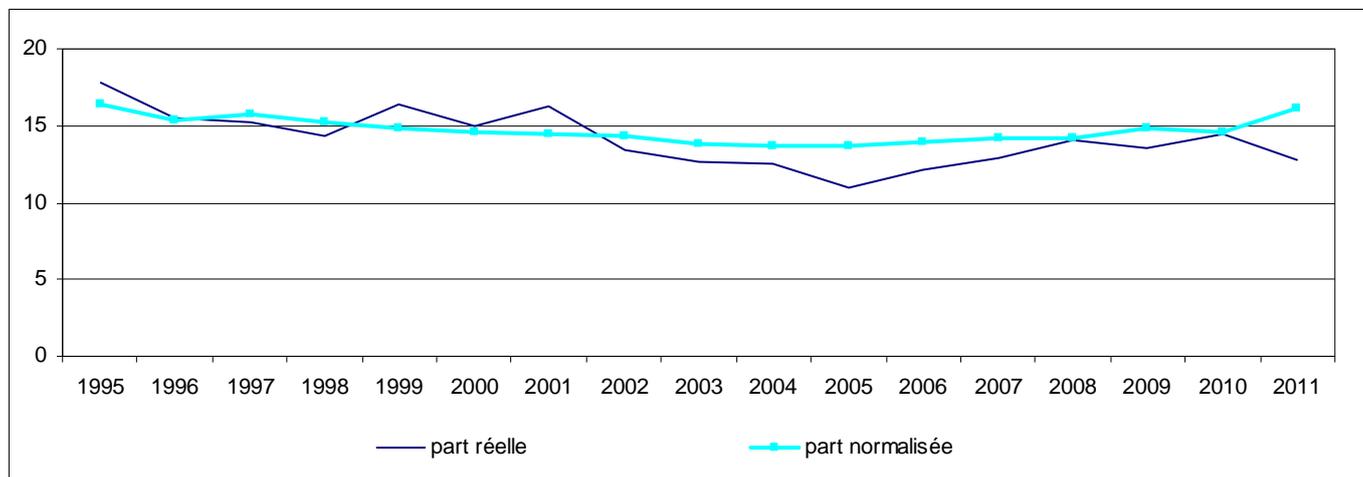
La **production thermique classique** brute recule de 12,3 % en 2011 à 55 TWh. Constituant le terme de bouclage de la production, elle a en effet été très peu sollicitée cette année en raison du climat doux qui a limité les consommations de pointe. *A contrario*, elle avait augmenté de 6,8 % en 2010, du fait du climat particulièrement froid. Indépendamment de ces fortes variations dues à la manière dont les différents moyens de production sont mobilisés pour répondre aux pointes de demande, la production thermique classique est sur une tendance baissière entamée en 2006 (au rythme annuel moyen de - 3 % sur la période 2006-2009). La technologie du cycle combiné au gaz (CCG) est plus performante que les autres moyens de production thermiques classiques, tant en termes de rendement énergétique que d'émissions de gaz à effet de serre comparativement aux autres moyens de production thermiques classiques. De ce fait, bien que le niveau de recours aux centrales thermiques reste incertain, de nouvelles centrales « cycle combiné au gaz » ont été mises en service en 2011. L'électricité produite à partir d'énergies renouvelables thermiques (bois-énergie, part renouvelable des déchets urbains incinérés, biogaz) augmente à nouveau sensiblement, grâce notamment aux mises en service de nouvelles installations retenues dans le cadre des appel d'offres biomasse de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Elle croîtrait en première estimation de 6,4 % par rapport à 2010, à 4,9 TWh (après + 11,1 % en 2010). Cette production s'est accrue de près d'1 TWh supplémentaire depuis trois ans.

Au total, la **production d'électricité d'origine renouvelable** régresse de 17 % à 64,8 TWh. Les hausses pourtant significatives des productions éolienne (+ 2,3 TWh), photovoltaïque (+ 1,4 TWh) et biomasse (+ 0,3 TWh) n'ont pu compenser la baisse sans précédent de la production hydraulique renouvelable (- 17,2 TWh).

Ainsi, la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute d'électricité⁸ (métropole uniquement) perd 1,7 point à 12,8 % en données réelles et ce malgré une forte diminution de la consommation électrique totale. Néanmoins, si l'on retient pour les productions hydraulique et éolienne la méthode de normalisation définie dans la directive européenne (directive 2009/28/CE relative aux énergies renouvelables) qui efface les variations dues aux aléas climatiques, la part de l'électricité renouvelable s'élève à 16,2 %. Elle gagne ainsi 1,4 point par rapport à 2010 alors que la baisse tendancielle de la production hydraulique normalisée se confirme d'année en année (cette dernière est en repli de 4 TWh depuis 2005, année de référence pour la directive).

Part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute d'électricité

En %



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Le **solde des échanges extérieurs** physiques⁹ d'électricité augmente de 84 % en 2011, après s'être redressé en 2010 (+ 19,6 %). Il diminuait de façon quasi continue depuis le pic exceptionnel de 2002 (77 TWh), pour tomber à 26 TWh en 2009, niveau le plus faible atteint depuis 1986. Les échanges sont facilités par la fluidité manifeste aux 46 interconnexions électriques qui relient la France aux pays frontaliers.

⁸ La consommation intérieure brute est égale à la production totale brute diminuée du solde exportateur.

⁹ Dans ce bilan, les flux utilisés pour déterminer les importations et les exportations d'électricité concernent les flux physiques et non les flux contractuels. Ils sont la somme des flux transitant sur les lignes RTE (lignes d'interconnexion - référencées par l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE) - et autres lignes transfrontalières - non référencées par l'UCTE), des flux transitant sur les autres réseaux et des compensations au titre des droits d'eau.

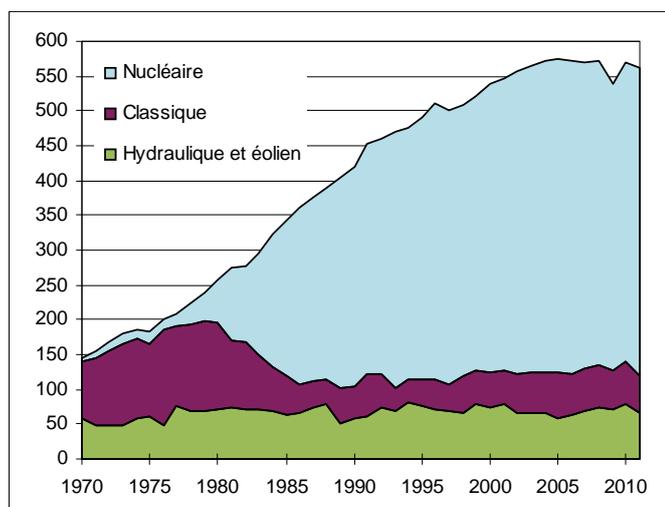
L'amélioration du solde en 2011 provient d'une augmentation des exportations (+ 31 %), couplée à une forte baisse des importations (- 51 %). Les exportations, à 66 TWh, se rapprochent de la moyenne des exportations annuelles sur les vingt dernières années qui s'élève à 67 TWh. En 2011, les exportations physiques d'électricité représentent 12,3 % de la production totale nette française d'électricité, niveau le plus élevé depuis 2007 (12,4 %).

Après avoir atteint des niveaux exceptionnellement élevés en 2009 et 2010 (19,2 TWh et 19,5 TWh respectivement), les importations tombent à 9,5 TWh (- 51 %) en 2011, niveau bien plus proche de la moyenne des importations annuelles sur les vingt dernières années (7,2 TWh). Les importations physiques d'électricité ne représentent plus que 2 % de la consommation intérieure en 2011, après 3,8 % en 2010 et 4 % en 2009.

Le taux d'indépendance énergétique relatif à l'électricité (ratio de la production primaire aux disponibilités) augmente encore cette année, pour atteindre 112,5 %, après avoir atteint 106,5 % en 2010. Ce taux était en recul à 105,7 % en 2009. Il poursuivait ainsi une tendance à la baisse quasi continue depuis le pic de 118,1 % atteint en 2002.

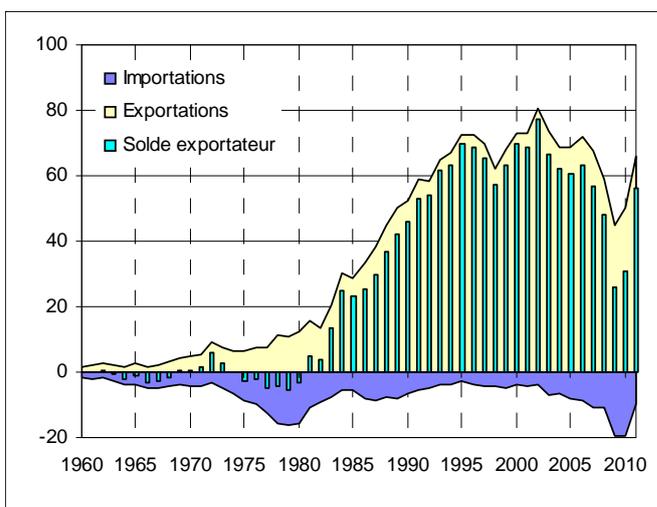
Production d'électricité

En TWh



Commerce extérieur d'électricité

En TWh



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

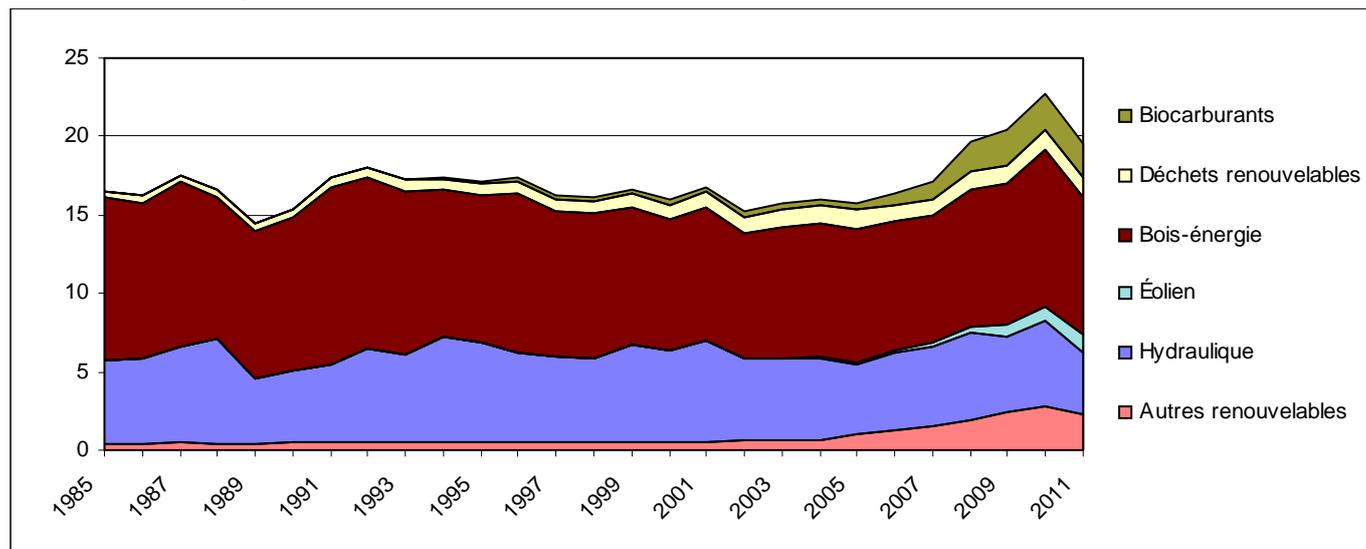
3.5 Énergies renouvelables et déchets : baisse significative liée aux conditions climatiques (- 13 %)

La diversité des formes d'énergies regroupées sous cette appellation conduit à distinguer trois agrégats d'énergies considérées comme primaires :

- EnRt : énergies renouvelables thermiques, c'est-à-dire bois-énergie (bois et sous-produits du bois), résidus agricoles et agroalimentaires, solaire thermique, géothermie, pompes à chaleur (PAC), déchets urbains renouvelables, biogaz, biocarburants ;
- EnRé : énergies renouvelables électriques, c'est-à-dire électricité hydraulique (une fois déduites les consommations des pompages qui, en période de faible demande électrique, remontent de l'eau dans les barrages pour pouvoir la turbiner ultérieurement), éolien, photovoltaïque. Cette partie est traitée avec l'électricité (§ 3.4) ;
- EnRt et déchets : énergies renouvelables thermiques et déchets urbains non renouvelables valorisés sous forme d'énergie. Cet agrégat fait l'objet d'une colonne spécifique dans le bilan de l'énergie. Il regroupe toutes les énergies autres que charbon, pétrole, gaz et électricité.

Ensemble de la production primaire d'énergie renouvelable par filière (EnRt + EnRé)

Données réelles, en Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

La production primaire de l'agrégat « EnRt et déchets » s'élève à 15,6 Mtep. En baisse de 9,3 % après une hausse de 10,5 % en 2010, elle retrouve sensiblement son niveau de 2009.

3.5.1 Énergies renouvelables thermiques (EnRt)

En retranchant la partie non renouvelable des déchets valorisés (1,3 Mtep), on obtient la production de l'agrégat EnRt qui s'élève à 14,3 Mtep. Cette dernière, après des hausses soutenues en 2009 et 2010, enregistre pour 2011 une baisse significative (- 10,2 % après + 11,0 % en 2010). Cette énergie primaire thermique est constituée de formes d'énergies très diverses, valorisées principalement directement sous forme de chaleur. Les poids des différentes filières dans la production primaire sont à peu près constants. La part de la filière bois-énergie reste prédominante avec 8,9 Mtep (soit 62 % des EnRt). Elle tend à se maintenir depuis trois ans, après avoir fortement diminué suite à la progression régulière des nouvelles filières, notamment pompes à chaleur et biocarburants (elle représentait 77 % en 2005). Elle est suivie par les biocarburants avec 2,1 Mtep (14 %) puis par les pompes à chaleur (1,3 Mtep soit 9 %) et par les déchets urbains renouvelables incinérés (1,2 Mtep soit 9 %). Viennent ensuite les filières biogaz, résidus agricoles et agroalimentaires, géothermie profonde et solaire thermique qui, bien qu'en petite progression régulière, ne totalisent pas encore 1 Mtep.

Les principales évolutions relevées en 2011 sont les suivantes :

- Poursuite d'un léger repli du marché du solaire thermique

Après une période de forte dynamique de 2002 à 2008, le marché de l'année 2009 avait accusé un recul des surfaces de capteurs installées de près de 25 %. Depuis lors, les marchés sont globalement en légère baisse. Avec près de 185 000 m² en 2011, les surfaces installées fléchissent à nouveau légèrement, d'environ 3 % mais, comme en 2010, les évolutions selon les types d'application sont contrastées : pour la troisième année consécutive, les signes d'essoufflement se poursuivent sur les installations individuelles et notamment sur les systèmes solaires combinés chauffage et eau chaude (SSC) où la chute est de nouveau très prononcée. Le recul est un peu moins important sur le marché des chauffe-eau solaires individuels (Cesi) tandis que le secteur collectif/tertiaire enregistre une nouvelle progression significative, sensiblement identique à celle de 2010. Sa part dans les nouvelles surfaces installées croît donc fortement. Elle est passée de 10 % en 2005 à plus de 40 % en 2011 et pourrait encore s'accroître avec la mise en service prochaine des installations bénéficiaires du fonds chaleur (soit plus de 1 000 installations pour 84 325 m² en cumul sur les trois années 2009 à 2011).

Malgré le ralentissement global du marché, le parc en activité continue à progresser : il est évalué à 1 650 000 m² au 31 décembre 2011, soit une hausse de près de 12 % par rapport à 2010 ; de ce fait la production estimée à 64 ktep progresse à peu près dans les mêmes proportions ;

- Quelques signes de redémarrage de la géothermie profonde

Le dernier inventaire réalisé en 2009 sous la conduite de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) avait confirmé le difficile maintien de la production thermique issue de la géothermie profonde. Les quelques aménagements effectués récemment sur certaines installations (Sucy-en-Brie, Bonneuil-sur-Marne) et quelques opérations de rénovation et d'extension de certains sites franciliens commencent à porter leurs fruits. L'année 2011 a vu notamment la mise en service de l'installation de l'aéroport d'Orly et le forage de nouveaux doublets sur les sites de Coulommiers et du Plessis Robinson. D'autres forages sont en cours ou prévus pour la fin de l'année 2012 en Île-de-France (Issy-les-Moulineaux, La Courneuve, Val-Maubué et Le-Mée-sur-Seine) et plusieurs projets de création voient le jour. Le potentiel évalué dans le cadre des schémas régionaux est important, notamment en Île-de-France, et un nouvel essor de cette filière est attendu dans les toutes prochaines années ;

- Nouveau repli des installations de pompes à chaleur dans le résidentiel

Avec l'installation en 2011 de près de 155 000 nouvelles pompes à chaleur dans le résidentiel (dont 86 000 PAC air/air), le marché connaît un nouveau repli, nettement moins marqué toutefois qu'en 2010, où les ventes s'étaient effondrées de près de 20 %. Les divers segments sont néanmoins diversement touchés : les pompes à chaleur géothermiques connaissent des baisses importantes pour la troisième année consécutive (les ventes 2011 ont diminué de plus de 50 % par rapport à 2008). Parmi les pompes à chaleur aérothermiques, les systèmes air/eau enregistrent une très légère progression après une année noire en 2010 (- 44 % entre 2009 et 2010) et les systèmes air/air qui avaient continué à progresser en 2010 affichent en 2011 une baisse de l'ordre de 13 %. On notera également la forte poussée des solutions eau chaude sanitaire favorisées par le crédit d'impôt. La faiblesse des constructions neuves en 2011 - habituelles destinataires des pompes à chaleur -, les capacités de financement limitées entraînant le report des projets d'investissements et les baisses successives du crédit d'impôt sur cette filière expliquent pour une bonne part l'affaiblissement du marché en 2011.

Le parc en activité continue néanmoins à s'accroître et gagne en performance grâce aux conditions d'obtention du crédit d'impôt de plus en plus exigeantes (passage du coefficient de performance de 3,3 à 3,4 au 1^{er} janvier 2010). Il est estimé fin 2011 à près de 1 060 000 unités dans le secteur domestique dont 470 000 PAC air/air.

Les résultats consolidés d'une étude du Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (Ceren) portant sur les pompes à chaleur dans le tertiaire en 2010 ont induit des révisions à la baisse des estimations des superficies chauffées par ce mode de chauffage et par conséquent des productions de chaleur renouvelable associées. Les estimations pour 2011 restent à confirmer ;

- Progression continue des productions électriques et thermiques issues des déchets urbains incinérés (dont 50 % de renouvelables)

Depuis 2006, année d'obligation de mise en conformité des unités d'incinération des ordures ménagères, les travaux d'amélioration du parc en activité ont progressivement amélioré les rendements et permis une montée progressive de la valorisation énergétique, tant électrique que thermique. L'entrée en service de quelques nouvelles unités d'incinération (dont deux en 2011 après une ouverture en 2010) et l'augmentation tendancielle des quantités des déchets valorisés participent également à l'accroissement de la production d'énergie ;

- Progression significative de la filière biogaz

Grâce à l'important dispositif d'aides publiques mis en place récemment (fonds chaleur, revalorisation du tarif d'achat de l'électricité, réglementation et création d'un tarif d'achat pour l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel), la filière biogaz connaît une forte dynamique dans ses diverses composantes (centres de stockage de déchets, méthanisation de résidus agricoles, industriels ou ménagers notamment). Elle se traduit par le démarrage de nombreuses installations : 38 installations ont été raccordées au réseau en 2011 pour une puissance de 29 MW, après 31 unités en 2010 pour une puissance de 24 MW. Fin 2011, on dénombrait ainsi 159 installations raccordées pour une puissance de 209 MW et 8 installations bénéficiant du fonds chaleur pour une production prévue de 11 ktep. La dynamique se traduit également par la montée en puissance des unités mises en service récemment et par le lancement et la concrétisation de très nombreux projets. En conséquence la valorisation électrique croît à un rythme soutenu et dépasse désormais un TWh. La valorisation thermique progresse également à la faveur des cogénérations, dont s'équipent les nouvelles installations de stockage de déchets et de méthanisation des résidus agricoles, industriels ou ménagers. Forte du potentiel évalué et des nombreux chantiers en cours, la quantité de biogaz produite et sa valorisation sous forme électrique et thermique devraient considérablement s'accroître dans les prochaines années ;

État d'avancement des projets du fonds chaleur

	Projets retenus en 2009		Projets retenus en 2010		Projets retenus en 2011		Situation au 31/12/2011		
	nombre	production prévue (ktep)	nombre	production prévue (ktep)	nombre	production prévue (ktep)	projets en service	projets en chantier*	projets abandonnés
Appel à projets BCIAT¹	31	147,4	37	226,1	25	117,7	8	23	11
Autres projets (hors BCIAT)	235	42,5	557	73,2	661	142,7	40	350	6
- bois-énergie ²	46	37,2	73	57,1	117	110,8	5	41	1
- géothermie ³	16	3,4	77	12,9	88	30,3	4	41	1
- méthanisation	2	0,7	3	1,6	0	0,0	1	3	0
- solaire	171	1,1	404	1,6	456	1,6	30	265	0

* : projet en cours de réalisation pour les BCIAT ou ayant obtenu un premier versement correspondant à une mise en chantier pour les projets hors BCIAT.

¹ : biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire.

² : hors projet d'approvisionnement, y compris chaufferies alimentant des réseaux de chaleur au bois.

³ : sur aquifère profond, sur aquifère superficiel, champ de sondes et eaux usées.

Source : SOeS d'après Ademe

- Baisse importante de la consommation de bois-énergie

Après avoir enregistré une forte hausse en 2010 (+ 13,7 %), la consommation de bois-énergie à climat réel affiche au contraire une baisse sensible pour 2011 (- 13,2 %). Cette dernière résulte d'une moindre utilisation pour le chauffage des ménages liée à un hiver particulièrement clément (indice de rigueur de 0,81 pour 2011, contre 1,13 en 2010), alors que l'hiver précédent rigoureux s'était traduit au contraire par un surcroît d'utilisation. En données corrigées du climat, la consommation de bois-énergie progresse sur un rythme modéré mais régulier de l'ordre de 2 à 3 % durant les cinq dernières années.

Cette forte baisse n'affecte que le secteur domestique. Les ventes d'appareils de chauffage au bois restent pourtant soutenues en 2011, avec une estimation de l'ordre de 450 000 appareils contre 464 000 en 2010, ce qui contribue au maintien d'un niveau malgré tout élevé de consommation dans le résidentiel individuel.

Hors secteur domestique, l'arrivée à terme de quelques opérations est à l'origine d'augmentations significatives des productions électriques et thermiques. Elles relèvent des appels d'offre CRE (production d'électricité à partir de la biomasse), du fonds chaleur, ou encore d'unités bénéficiaires des appels d'offre biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire (BCIAT) : ainsi, 8 unités bénéficiaires des BCIAT 2009 et 2010 sont entrées en fonctionnement fin 2011. L'utilisation croissante de bois-énergie est notamment perceptible dans les réseaux de chaleur et dans de nouveaux secteurs de l'industrie (industries chimiques et agroalimentaires notamment) en substitution de combustibles fossiles. Dans l'industrie papetière traditionnellement concernée, les consommations sont très liées aux productions de pâtes à papier chimiques qui enregistrent une petite progression en 2011 (+ 2,7 % selon la Confédération française de l'industrie des papiers, cartons et celluloses (Copacel)).

Toujours concernant le secteur collectif/tertiaire et industriel, un nombre important d'opérations a été engagé en 2011 grâce aux différents dispositifs de soutien : fonds chaleur et appel à projet BCIAT 2011, aides de l'Ademe hors fonds chaleur. Au total, 412 opérations ont été engagées pour une puissance de 587 MW (dont 22 opérations retenues dans le cadre du BCIAT 2011 pour une puissance de 204 MW). Parmi celles-ci on recense 338 opérations dans le secteur collectif/tertiaire pour une puissance de 338 MW et 74 dans l'industrie pour une puissance de 249 MW. Ces projets sont toutefois encore loin d'être opérationnels mais ils devraient participer à la croissance attendue dans les années à venir ;

- Des biocarburants incorporés en quantités stables mais plus diversifiés

Après une année 2010 particulière, perturbée par les grèves d'octobre dans les raffineries et dépôts pétroliers qui a donné lieu à d'importantes révisions, l'année 2011 présente des évolutions assez prononcées dans la composition des biocarburants incorporés. Globalement selon les chiffres des Douanes les mises à la consommation s'élèveraient à 2 890 milliers de tonnes (contre 2 886 milliers de tonnes en 2010) soit une quasi stabilité par rapport à l'année précédente. La diversification des biocarburants permet toutefois d'atteindre un meilleur taux

d'incorporation. En effet concernant les biodiesels (incorporés au gazole), les professionnels ont privilégié les incorporations des nouveaux biodiesels (EMHA et EMHU à partir d'huiles animales ou usagées) qui donnent droit à une bonification pour le calcul du taux d'incorporation dans la directive énergie renouvelable (EnR). Ces derniers ont été multipliés par près de 6 entre 2010 et 2011. Les biogazoles de synthèse ont également plus que doublé. En contrepartie, les biodiesels plus classiques (EMHV à partir d'huiles végétales), bien que bénéficiant d'une défiscalisation, sont en repli de près de 17 %. Concernant les bioéthanol (incorporés à l'essence) on constate au fil des années une tendance à privilégier l'éthanol pur (+ 16 % entre 2010 et 2011) au détriment de l'Ethyl-tertio-butyl-éther (ETBE) (- 14 %).

Toujours selon les données des Douanes, les quantités de biocarburants produites dans le cadre des agréments et bénéficiant de ce fait d'une défiscalisation (en provenance de France ou des autres pays de l'Union européenne) sont pour la première fois en fort recul (- 16 %). La production agréée de la filière bioéthanol a reculé de 8 % après un bond de 13 % en 2010, et celle de biodiesel a perdu près de 20 %, d'où un recours renforcé aux importations pour couvrir les besoins.

Les nouveaux carburants SP95-E10 ou E85 (seuls carburants essence acceptant une incorporation supérieure à 5 %) continuent leur pénétration dans le réseau de distribution en 2011 ; fin décembre 3 085 stations distribuaient du SP95-E10 et leurs livraisons ont représenté 17 % des volumes d'essence en 2011.

3.5.2 Ensemble des énergies renouvelables (EnRt + EnRé)

En ajoutant aux EnR thermiques la production d'électricité hydraulique renouvelable, éolienne et photovoltaïque, on obtient la production primaire de l'agrégat « EnRt et EnRé », c'est-à-dire de l'ensemble des énergies renouvelables (thermiques et électriques). Elle atteint 19,5 Mtep en 2011, en repli de 12,5 % après + 11,3 % en 2010 et + 3,5 % en 2009. L'année 2011 retrouve ainsi quasiment le niveau de 2008. Le retournement de tendance amorcé en 2006, après une longue période de déclin entre 1990 et 2005, avait laissé la place à une croissance régulière qui s'était traduite par une augmentation de plus de 6,5 Mtep entre 2005 et 2010, soit une hausse de 41 % sur les cinq dernières années. La forte baisse de 2011, qui marque un retour en arrière, est à relativiser car elle est essentiellement de nature conjoncturelle, liée à deux circonstances climatiques particulièrement défavorables : effondrement de l'hydraulicité liée à la sécheresse et baisse significative des consommations de bois des ménages liée à un hiver clément.

Le tableau suivant retrace l'évolution des productions primaires de chaque filière renouvelable sur les trois dernières années et le graphique permet de situer le poids de chacune d'entre elles en 2011.

Production d'énergie primaire par filière renouvelable

Données réelles en ktep

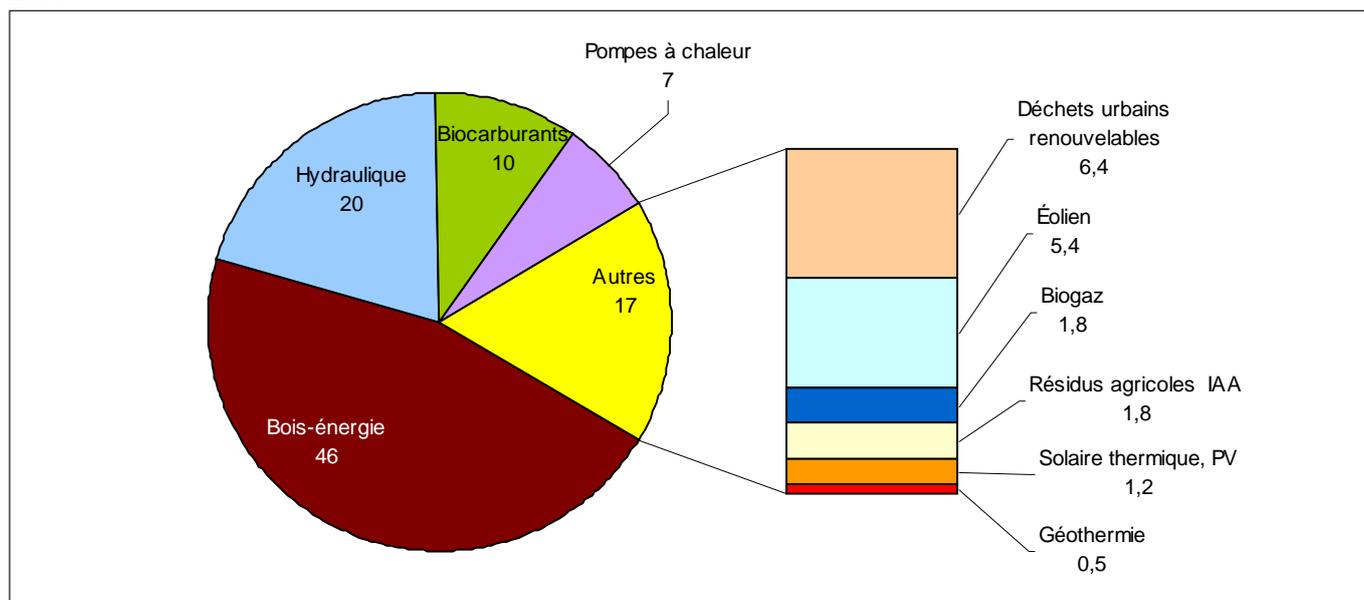
	2009	2010	2011 p	Variation 2009-2010	Variation 2010-2011
Bois-énergie	8 997	10 229	8 873	1 232	-1 355
Hydraulique	4 940	5 406	3 924	466	-1 482
Biocarburants	2 317	2 256	2 055	-61	-201
Pompes à chaleur	1 091	1 427	1 298	336	-129
Déchets urbains renouvelables	1 169	1 222	1 252	52	31
Éolien	681	858	1 052	177	195
Biogaz	291	334	350	43	16
Résidus de l'agriculture et des IAA*	375	343	350	-32	7
Solaire photovoltaïque	15	53	173	38	120
Géothermie	84	92	94	8	2
Solaire thermique	50	57	64	7	7
Total	20 010	22 277	19 487	2 268	-2 791

* Industries agroalimentaires.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Part de chaque filière dans la production primaire d'énergie renouvelable en 2011

En %



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

4 La transformation et l'acheminement d'énergie : hors pertes et ajustements, une forte diminution

Entre les sources d'énergie primaire extraites du sous-sol et le consommateur final, il y a l'activité de la branche énergie, qui intervient pour fabriquer et livrer à l'utilisateur l'énergie qui correspond à sa demande. Ceci inclut le raffinage du pétrole, la cokéfaction du charbon, l'activité des centrales thermiques qui utilisent l'énergie primaire fossile (gaz, charbon, pétrole), renouvelable ou nucléaire pour la transformer en électricité. Ceci inclut aussi le transport et la distribution de l'énergie jusqu'à l'utilisateur final. Ces opérations indispensables comportent fatalement des consommations intermédiaires et des pertes, proportionnelles à l'activité. Les pertes de loin les plus importantes en volume sont celles du nucléaire, puisque la convention internationale est de considérer que l'énergie restituée sous forme d'électricité est égale à un tiers de l'énergie totale dégagée par la réaction. Les deux autres tiers sont comptabilisés comme des pertes. Il s'agit par exemple de la chaleur qui produit le panache de vapeur d'eau au-dessus des centrales. Cette convention explique le très gros écart entre l'électricité primaire d'origine nucléaire et l'électricité finale d'origine nucléaire. Les centrales thermiques classiques ont également des pertes de rendement du même ordre, mais qui, en France, représentent des volumes beaucoup moins importants.

L'activité de la branche énergie, hors pertes et ajustements, a fortement diminué en 2011 (- 7,3 %). Compte tenu des conditions climatiques exceptionnelles - douceur de l'hiver, sécheresse jouant sur le niveau de production hydraulique -, la production d'électricité renouvelable a chuté de près de 19 %, et les consommations dans les centrales thermiques de 14 %. Seule la production nucléaire a augmenté de 3,2 % en 2011 par rapport à 2010, ce qui explique en grande partie l'augmentation concomitante des pertes.

Le raffinage est resté stable en 2011, avec près de 66 Mt de pétrole brut et assimilé traité en métropole, auquel il faut ajouter 0,6 Mt traité dans les DOM. L'activité ne s'est pas remise du coup d'arrêt entraîné par la crise économique (- 10 % en 2010, après - 14 % en 2009). En 2011, la marge de raffinage est au plus bas (14 €/t), après s'être quelque peu reconstituée en 2010. Après un creux à 69 % en 2010, le taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique fait un bond à plus de 80 % en 2011¹⁰ compte tenu des réductions de capacité.

¹⁰ Source DGEC.

5 Légère hausse de la consommation d'énergie, mais forte chute pour le charbon

Corrigée des variations climatiques, la consommation totale d'énergie primaire poursuit sa remontée en 2011 (+ 0,8 %), après le creux enregistré en 2009 en raison de la crise économique. Elle dépasse ainsi 266 Mtep, un niveau inférieur à ceux de l'avant-crise (entre 270 et 275 Mtep).

Malgré une croissance moindre que l'an dernier (+ 3,6 % contre + 4,5 % en 2010), la consommation des énergies renouvelables thermiques et des déchets valorisés est celle qui a le plus augmenté en 2011. Mais à 17 Mtep, elle ne représente encore que 6,4 % de la consommation primaire totale. Après deux années de baisse, la consommation primaire de pétrole se redresse (+ 2 %). L'électricité primaire est également en hausse et consolide sa part dans la consommation primaire totale, atteignant presque 44 % en part relative. *A contrario*, la consommation de charbon chute de 14 %. Sa contribution à la consommation primaire a été divisée par quatre depuis les années 1970.

La structure du « mix » énergétique primaire de la France se stabilise depuis le milieu des années 2000, avec une petite moitié d'électricité primaire, un tiers de pétrole, 15 % de gaz, 6 % de renouvelables thermiques et déchets, et 4 % de charbon.

Consommation énergétique primaire par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Électricité primaire *	7,7	83,2	113,5	110,7	115,2	116,8	15,0	2,6	-0,3	4,0	1,4
Pétrole	121,5	88,3	94,1	85,4	81,0	82,6	-1,9	0,5	-1,4	-5,2	2,0
Gaz	13,2	26,3	40,0	38,6	40,2	40,0	4,1	3,6	-0,5	3,9	-0,3
EnRt et déchets **	9,4	11,4	11,6	15,8	16,5	17,1	1,1	0,2	4,5	4,5	3,6
Charbon	27,8	19,2	12,8	10,8	11,5	9,8	-2,2	-3,3	-2,5	6,7	-14,2
Total	179,7	228,3	272,1	261,4	264,3	266,4	1,4	1,5	-0,6	1,1	0,8

* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

** Énergies renouvelables thermiques et déchets.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Structure de la consommation d'énergie primaire

Données corrigées des variations climatiques, en %

	1973	1990	2002	2009	2010	2011
Électricité primaire *	4,3	36,4	41,7	42,4	43,6	43,8
Pétrole	67,6	38,7	34,6	32,7	30,6	31,0
Gaz	7,4	11,5	14,7	14,8	15,2	15,0
EnRt et déchets **	5,2	5,0	4,3	6,1	6,3	6,4
Charbon	15,5	8,4	4,7	4,1	4,3	3,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

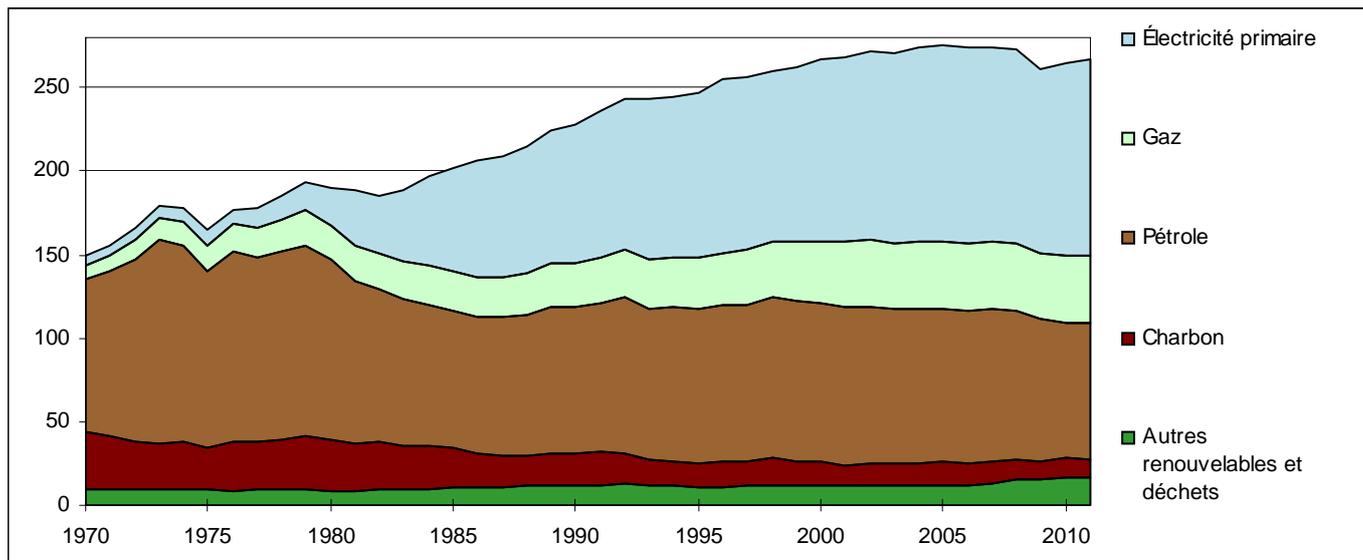
* Nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque.

** Énergies renouvelables thermiques et déchets.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Évolution de la consommation d'énergie primaire

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

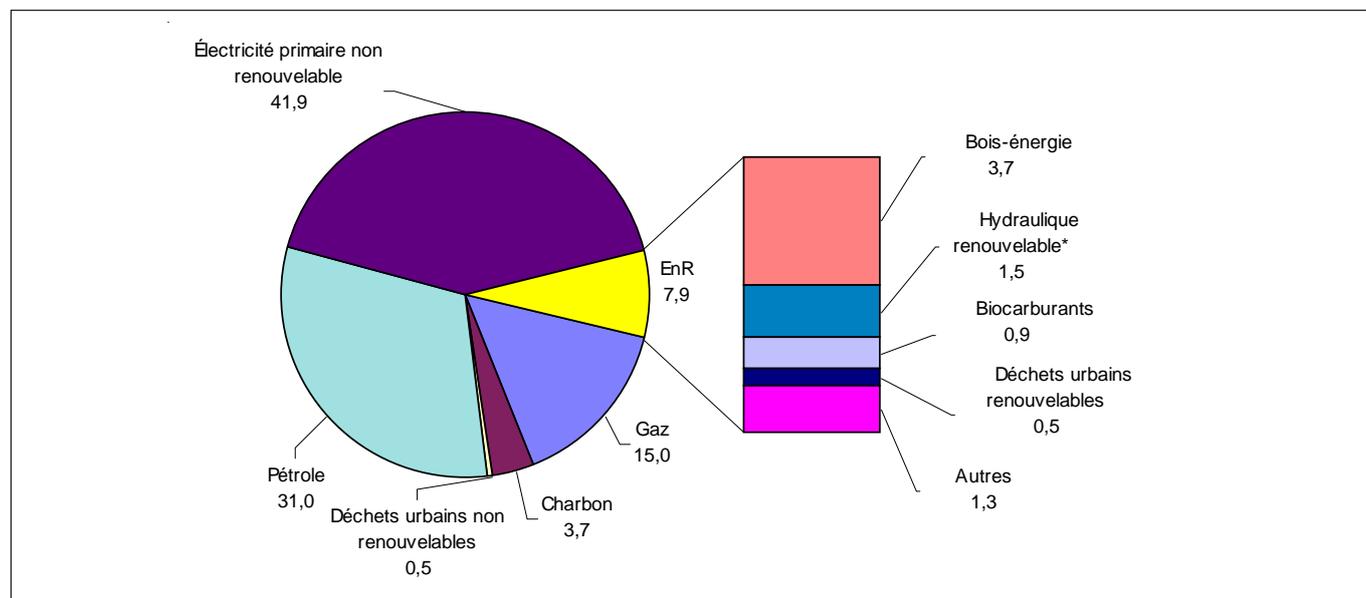
La consommation primaire avait augmenté de + 1,5 % par an en moyenne au cours de la décennie 1990, puis atteint un certain plateau ensuite. Elle avait franchement diminué en 2009 en raison de la crise mondiale, mais reprend depuis deux ans.

Répartition de la consommation d'énergie primaire

Données corrigées des variations climatiques

(266,4 Mtep en 2011)

En %



Notes :

EnR : énergies renouvelables.

* Hydraulique hors pompage

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Le redressement de la consommation finale d'énergie est quasi imperceptible en 2011 : + 0,4 % seulement, après deux années de baisse dues à la crise économique. Elle dépasse à peine 168 Mtep, alors qu'elle oscillait autour de 175 Mtep dans la première moitié des années 2000.

La reprise a été plus nette pour les usages non énergétiques, avec + 4,4 % – notamment pétrole dans la pétrochimie et gaz pour la fabrication d'engrais. Mais, à 12,6 Mtep, elle reste encore bien inférieure aux 14 Mtep du début des années 2000.

La consommation finale énergétique, quant à elle, stagne à un peu moins de 156 Mtep.

Consommation énergétique finale par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Pétrole	85,4	70,8	75,3	67,7	65,5	66,5	-1,1	0,5	-1,5	-3,2	1,6
Électricité	13,0	25,9	34,5	36,6	38,0	37,1	4,2	2,4	0,9	4,0	-2,4
Gaz	8,7	23,3	34,7	33,0	32,4	32,0	6,0	3,4	-0,7	-1,9	-1,3
Énergies renouvelables	8,9	10,5	9,8	13,5	13,8	14,3	1,0	-0,5	4,6	2,6	3,7
Charbon	17,7	10,2	6,5	4,8	5,7	5,6	-3,2	-3,6	-4,3	17,6	-1,5
Total énergétique	133,6	140,7	160,9	155,6	155,4	155,6	0,3	1,1	-0,5	-0,1	0,1
Non énergétique	10,9	12,4	14,3	12,1	12,0	12,6	0,8	1,2	-2,3	-0,8	4,4
Total consommation finale	144,6	153,1	175,1	167,7	167,5	168,1	0,3	1,1	-0,6	-0,1	0,4

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Répartition de la consommation énergétique finale par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en %

	1973	1990	2002	2009	2010	2011
Pétrole	63,9	50,3	46,8	43,5	42,1	42,8
Électricité	9,7	18,4	21,4	23,5	24,5	23,9
Gaz	6,5	16,6	21,6	21,2	20,8	20,5
Énergies renouvelables	6,7	7,4	6,1	8,7	8,9	9,2
Charbon	13,3	7,3	4,1	3,1	3,6	3,6
Total énergétique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

5.1 Charbon : baisse de 14 %, due à une faible utilisation dans les centrales électriques

La consommation primaire de charbon corrigée des variations climatiques recule nettement en 2011 (- 14,2 %), à 9,8 Mtep, contre 11,5 Mtep en 2010. Elle passe ainsi pour la première fois sous la barre des 10 Mtep. Le charbon représente désormais moins de 4 % de la consommation totale d'énergie primaire (3,7 % précisément). Son déclin se poursuit dans l'ensemble des secteurs de consommation, mais est principalement lié à une moindre utilisation du charbon dans les centrales électriques. Ces dernières voient leur part dans la consommation totale de charbon tomber à 33 %, contre 40 % en 2010.

Dans le secteur de l'énergie, la demande des centrales à charbon (y compris les centrales industrielles) descend à son plus bas niveau, à 3,2 Mtep, soit 31 % de moins qu'en 2010. Les températures particulièrement clémentes tout au long de l'année expliquent la mobilisation réduite des centrales thermiques, notamment de celles fonctionnant au charbon. La production d'électricité à base de charbon, proche de 13 TWh (19 TWh en 2010), ne compte plus désormais que pour 25 % de la production d'électricité thermique classique (2,5 % de la production totale), en recul de six points. La directive européenne sur les grandes installations de combustion condamne à l'horizon 2015 les centrales à charbon les plus polluantes, soumises d'ici là à des quotas d'heures de fonctionnement. Un certain nombre d'unités vont donc disparaître d'ici 2015 alors que seules des unités disposant d'un dispositif de captage et stockage du CO₂ pourront être créées. Seules seront pérennisées après 2015 les centrales rénovées. Par ailleurs, les droits d'émission de CO₂ deviendront payants dès le 1^{er} janvier 2013. Les opérateurs des centrales thermiques

tendent ainsi de plus en plus à privilégier le gaz naturel, moins émetteur de CO₂, au détriment de la houille ou du fioul, d'autant plus que les nouvelles unités à CCG offrent un meilleur rendement que les anciennes centrales. Après avoir mis en service en 2010 deux unités à CCG, E.ON (ex-Snet), deuxième producteur français d'électricité à base de charbon, a réduit les heures de fonctionnement de ses centrales les plus anciennes et va les fermer à partir de 2013. Elle envisage de convertir une de ces unités de production à la biomasse et de mettre en service une nouvelle unité à CCG. Électricité de France (EDF) devrait également arrêter de nombreuses tranches charbon entre 2013 et 2015. En contrepartie, une unité à CCG a été mise en service par EDF fin 2011 et deux autres le seront en 2012. Aucune nouvelle centrale à charbon n'est prévue dans les prochaines années alors que plusieurs unités à CCG ont été mises en service ou sont projetées par les autres opérateurs.

La consommation finale corrigée des variations climatiques, avec 5,6 Mtep contre 5,7 Mtep en 2010, recule légèrement (- 1,5 %) et reste nettement en deçà des niveaux atteints avant 2009 (entre 6,5 et 7 Mtep de 2001 à 2008). Son évolution est liée à celle de la demande de la sidérurgie qui se replie après son rebond en 2010 : la production d'acier progresse encore un peu du fait de la croissance de la filière électrique, alors que la filière à fonte qui nécessite de la houille et du coke est en recul. Avec 3,8 Mtep consommés, la sidérurgie représente respectivement 68 % de la consommation finale et 39 % de la consommation primaire de charbon. Dans les autres secteurs industriels, la consommation est estimée à environ 1,5 Mtep, en progression de 8 % par rapport à 2010, en lien avec l'évolution des industries consommatrices de charbon : croissance de la production des cimenteries, des sucreries, de la chimie minérale et de la fonderie notamment. Enfin, dans le secteur résidentiel-tertiaire, le charbon est utilisé principalement à travers les réseaux de chaleur. En 2011, la demande du secteur est estimée à 0,3 Mtep.

Consommation de charbon par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Branche énergie	10,0	8,7	6,1	5,9	5,8	4,2	-0,8	-2,8	-0,6	-2,1	-26,8
Consommation finale	17,7	10,2	6,5	4,8	5,7	5,6	-3,2	-3,6	-4,3	17,6	-1,5
Sidérurgie	9,5	5,5	4,8	3,2	4,0	3,8	-3,1	-1,1	-5,5	23,2	-4,7
Industrie (hors sidérurgie)	2,6	2,9	1,2	1,3	1,4	1,5	0,6	-6,8	0,3	6,6	8,5
Résidentiel-tertiaire	5,6	1,8	0,5	0,3	0,3	0,3	-6,4	-10,5	-5,9	3,4	-3,5
dont résidentiel	nd	nd	nd	0,2	0,2	0,2	nd	nd	nd	-0,1	-1,4
dont tertiaire	nd	nd	nd	0,1	0,1	0,1	nd	nd	nd	10,0	-7,0
Non énergétique	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	2,8	-4,2	-11,3	0,0	-13,2
Total consommation primaire	27,8	19,2	12,8	10,8	11,5	9,8	-2,2	-3,3	-2,5	6,7	-14,2

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

5.2 Pétrole : légère reprise de la consommation (+ 2 %)

En 2011, la consommation primaire¹¹ de pétrole et produits pétroliers, corrigée des variations climatiques, monte à 82,6 Mtep (+ 2 %), rompant ainsi avec le recul quasi constant à l'œuvre depuis 2000, particulièrement depuis 2008. Après avoir atteint un pic de 121,5 Mtep en 1973 avant le premier choc pétrolier, la consommation était passée sous la barre des 100 Mtep en 1981, atteignant un plancher de 82,2 Mtep en 1985 après le second choc pétrolier. Elle avait ensuite repris régulièrement (environ + 1 % par an) jusqu'à un maximum de 96,3 Mtep en 1999. Depuis, la tendance est à la baisse, avec une perte moyenne de l'ordre de 0,7 Mtep par an. Entre 2007 et 2010, la consommation a même chuté de plus de 11 %, diminuant chaque année de 3 à 4 Mtep pour descendre sous la barre des 90 Mtep en 2008. En 2010, le niveau le plus bas de ces quarante dernières années a été atteint, à 81 Mtep.

Hors usages non énergétiques et consommation de la branche énergie (centrales électriques au fioul et consommation propre des raffineries), la consommation finale énergétique de pétrole et produits pétroliers¹² progresse de 1,6 %, à 66,5 Mtep, contre 65,5 Mtep en 2010. La **consommation non énergétique**, après avoir atteint un maximum en 2000 à 14,9 Mtep, a reculé d'année en année pour atteindre 10,6 Mtep en 2010. En 2011, elle remonte à 11,1 Mtep, en hausse de 4,6 %. Dans la pétrochimie, soumise à la forte concurrence des pays asiatiques et du Moyen-Orient notamment, la baisse de la consommation avait été amplifiée en 2010 par les mouvements sociaux qui avaient touché le secteur pétrolier. En 2011, on assiste donc à un certain rattrapage (+ 2,7 %).

¹² Hors soutes maritimes internationales.

¹³ Sans tenir compte des variations de stocks chez les consommateurs finals.

La consommation de produits pétroliers pour produire de l'énergie, que ce soit dans les raffineries, dans les centrales électriques ou ailleurs, recule encore (- 1,6 %). À près de 4,8 Mtep, elle est au plus bas. Le fioul est en effet délaissé comme combustible parce que, à valeur énergétique égale, il émet plus de CO₂ que le gaz et coûte plus cher. Les raffineries et les centrales, dans la mesure du possible, se tournent donc vers le gaz pour respecter leurs quotas d'émission. La production d'électricité thermique est ainsi de plus en plus assurée par les centrales à cycle combiné au gaz qui se substituent progressivement aux centrales à fioul et à charbon. En pleine restructuration, le secteur du raffinage, confronté à la concurrence des pays émergents en forte croissance et au recul de la demande en produits pétroliers, a vu sa consommation baisser une nouvelle fois en 2011 (- 2,1 %).

Consommation de pétrole par secteur

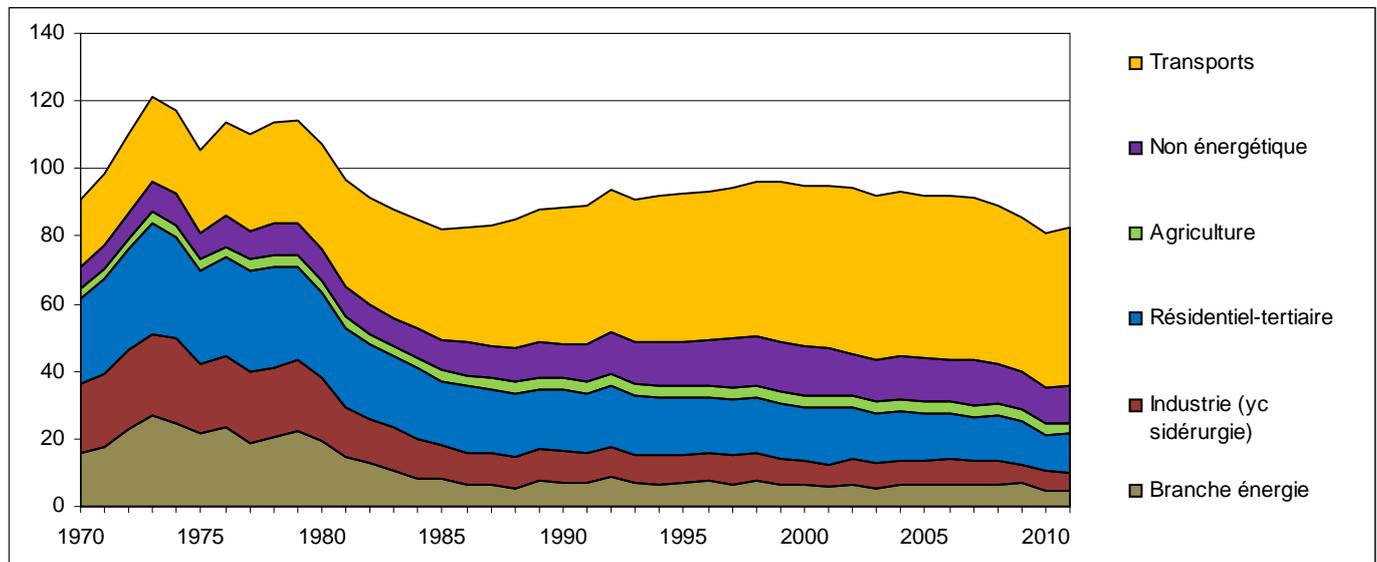
Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Branche énergie	27,0	7,3	6,5	6,8	4,8	4,9	-7,4	-1,0	0,7	-29,0	1,1
Consommation finale	85,4	70,8	75,3	67,7	65,5	66,5	-1,1	0,5	-1,5	-3,2	1,6
Industrie (yc sidérurgie)	24,1	9,3	7,5	5,7	5,5	5,2	-5,4	-1,8	-3,8	-3,8	-5,3
Résidentiel-tertiaire	32,7	18,0	15,6	12,8	11,0	11,6	-3,5	-1,2	-2,7	-14,5	5,7
dont résidentiel	nd	nd	nd	8,3	7,0	7,4	nd	nd	nd	-14,7	4,8
dont tertiaire	nd	nd	nd	4,6	3,9	4,2	nd	nd	nd	-14,1	7,1
Agriculture	3,3	3,3	3,5	3,6	3,3	3,3	0,1	0,4	0,2	-6,3	-1,1
Transports	25,3	40,1	48,7	45,6	45,7	46,5	2,8	1,6	-1,0	0,3	1,6
Non énergétique	9,1	10,3	12,3	10,9	10,6	11,1	0,7	1,6	-1,7	-2,5	4,6
Total consommation primaire	121,5	88,3	94,1	85,4	81,0	82,6	-1,9	0,5	-1,4	-5,2	2,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Consommation de pétrole corrigée des variations climatiques par secteur

En Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Les usages énergétiques du pétrole par l'**industrie** (sidérurgie incluse) ne cessent de diminuer et reculent de plus de 5 % par rapport à 2010 alors que la production industrielle¹³ a progressé de 2,9 %. Ils représentent désormais moins de 8 % de la consommation finale de produits pétroliers (contre 10 % en 2002, 13 % en 1990 et 28 % en 1973 à la veille du premier choc pétrolier). Avec les hausses de prix de ces dernières années (plus de 60 % entre 2009 et 2011 pour le fioul domestique et le fioul lourd) et la mise en place de quotas d'émissions, les industriels ont cherché à privilégier au maximum des solutions alternatives aux produits pétroliers. Cette recherche a pour eux été d'autant plus nécessaire qu'ils se trouvent dans un secteur exposé à la concurrence des pays à bas coûts de main-d'œuvre : ils ne peuvent donc pas répercuter facilement la hausse des prix.

¹³ Construction comprise. L'évolution notée ici provient des indices de la production industrielle (IPI) publiés par l'Insee en mars 2012.

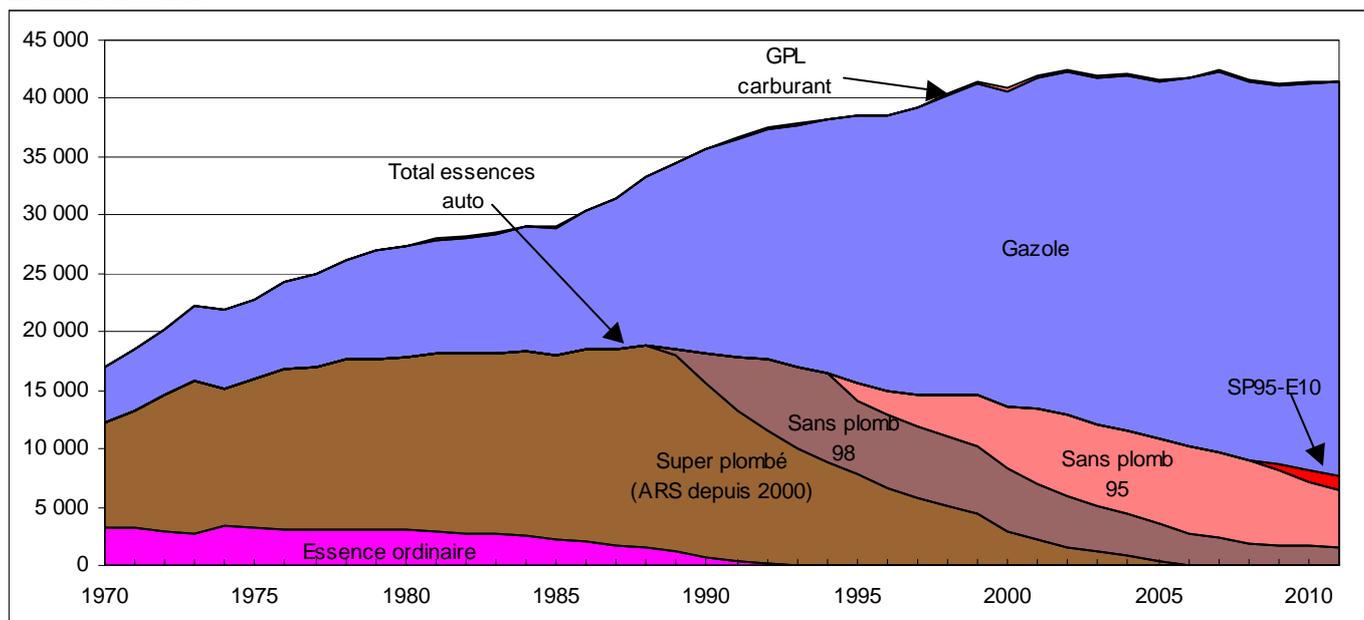
La consommation du **résidentiel-tertiaire** recule de nouveau fortement (- 13 % en données réelles), notamment en raison des températures très clémentes enregistrées pendant les périodes de chauffage. Cette même consommation corrigée des variations climatiques est *a contrario* supérieure à celle de 2010 (+ 5,7 %). Elle représente 17 % de la consommation finale énergétique de produits pétroliers contre 25 % en 1990 et 38 % en 1973. La consommation de fioul domestique pour le chauffage diminue régulièrement depuis les années 1980. Dans l'habitat individuel, le fioul domestique a quasiment disparu de la construction neuve. La baisse se fait donc par l'abandon progressif du fioul dans le parc en l'absence quasi totale de nouvelles installations. En 2010, la baisse avait été fortement accentuée par la hausse des prix qui avait incité les consommateurs à différer leurs commandes. Cette hausse des prix était d'autant plus susceptible de peser dans le budget des ménages que la prime à la cuve n'était plus reconduite cette année-là. En 2011, les prix ont encore augmenté mais les consommateurs ont dû se résoudre à se faire livrer. Une prime à la casse a été instaurée en 2011 par les pouvoirs publics avec un coup de pouce des chauffagistes pour inciter les consommateurs à remplacer leurs anciennes chaudières au fioul par des modèles plus efficaces et moins polluants.

La consommation de l'**agriculture** (pêche incluse) est quasiment inchangée à 3,3 Mtep. Le fioul domestique en constitue la plus grande part. Après une chute de plus de 30 % entre 2003 et 2008, la consommation de gazole de la pêche s'est stabilisée à près de 0,3 Mtep.

La consommation des **transports** (46,5 Mtep¹⁴) représente près de 70 % de la consommation finale de produits pétroliers. Elle a légèrement progressé en 2011 (+ 1,6 %) et revient presque à son niveau de 2008. Depuis 2002, elle avait cessé d'augmenter et oscillait autour de 48 Mtep. En 2008, elle a brutalement décroché de - 3,6 %, et ne s'est pas relevée en 2009 et 2010. Malgré la nouvelle hausse des prix des carburants en 2011 (+ 16,5 % pour le gazole, + 11,3 % pour l'essence), la circulation routière a encore augmenté (1,5 % en véhicules-km selon les comptes provisoires des transports). La croissance est toutefois plus marquée pour les véhicules utilitaires légers (+ 3,0 %) et pour les poids lourds (+ 3,9 %) que pour les véhicules particuliers (+ 1,2 %). Le transport routier de marchandises s'est redressé en 2010 après deux années de recul du fait de la crise économique et a poursuivi sa reprise en 2011 (+ 2,3 %) sans retrouver les niveaux antérieurs. La « diésélisation » du parc de voitures particulières se poursuit, encouragée par la perspective de prix durablement élevés pour les carburants. En terme de consommation de carburants, la hausse du trafic de poids lourds a renforcé la progression du gazole qui gagne encore un point de part de marché au détriment de l'essence et dépasse désormais 82 % fin 2011. Au total, les livraisons de carburants routiers (y compris biocarburants) ont augmenté de 0,5 % (+ 1,8 % pour le gazole et - 5,0 % pour l'essence), à un rythme inférieur à celui de la circulation routière. La consommation unitaire s'est réduite sous l'effet du bonus-malus, de l'amélioration de l'efficacité des moteurs et plus marginalement du développement du parc de véhicules hybrides.

Consommation totale de carburants routiers (biocarburants inclus)

En milliers de tonnes



Source : SOEs d'après Comité professionnel du pétrole (CPDP)

¹⁴ Hors biocarburants

Le surcroît d'incorporation de biocarburants, qui figurent au bilan des énergies renouvelables et non à celui des produits pétroliers, est quasi-stable en 2011 (2,43 Mtep contre 2,42 Mtep en 2010). Le SP95-E10, commercialisé depuis le 1^{er} avril 2009 et pouvant contenir jusqu'à 10 % d'éthanol, poursuit sa percée. Il a représenté 17 % des ventes de supercarburants en 2011.

Après leur forte baisse en 2009, les livraisons de carburéacteurs ont augmenté pour la deuxième année consécutive (+ 4 %) avec la reprise du transport aérien. Les carburéacteurs totalisent près de 14 % de la consommation de produits pétroliers dans les transports contre environ 85 % pour les carburants routiers. Le 1 % restant est absorbé par la navigation intérieure et le transport ferroviaire.

Enfin, les soutes maritimes internationales, essentiellement constituées de fioul lourd, et non comptabilisées dans le bilan national par convention, se sont un peu accrues. Elles représentent 2,6 Mtep, en hausse de 7,4 % par rapport à 2010.

5.3 Gaz naturel : la consommation se replie fortement en 2011 (- 13 %) du fait de la douceur du climat

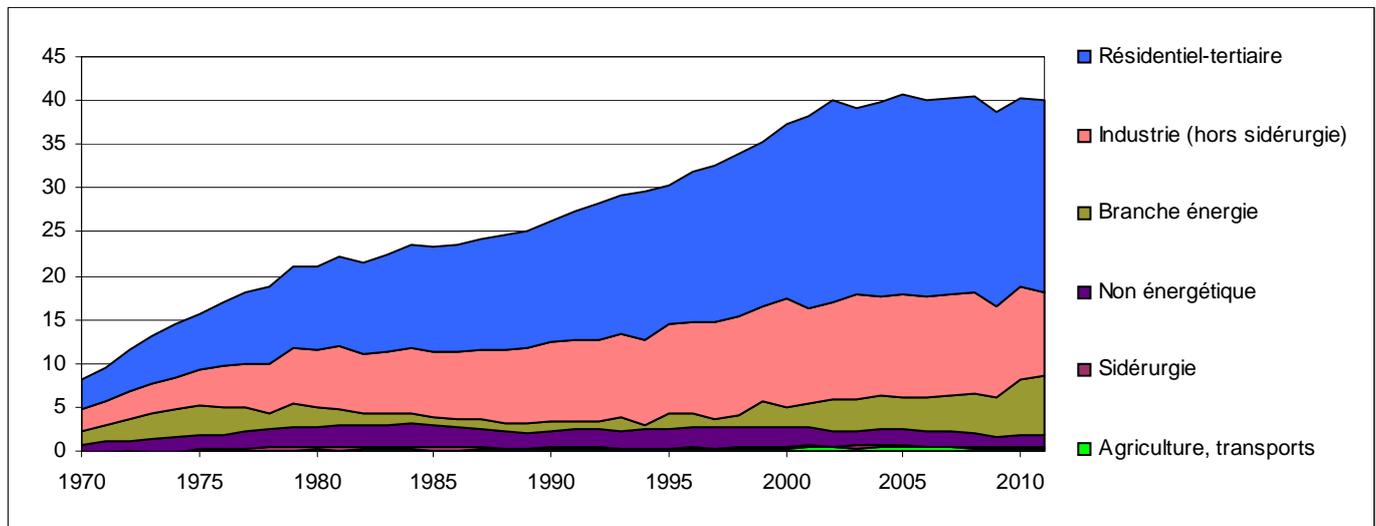
Non corrigée des variations climatiques, la consommation primaire de gaz naturel s'établit en 2011 à 478,7 TWh, soit une chute de 13,1 %, après un bond de 10,9 % en 2010. Cette évolution contrastée est principalement liée aux conditions climatiques de ces deux dernières années. En effet, d'après Météo France, 2011 a été l'année la plus chaude jamais enregistrée depuis 1900, alors que 2010 a été l'année la plus froide au cours des deux dernières décennies, à égalité avec 1996.

Corrigée des variations climatiques, la consommation primaire atteint 520,1 TWh, soit un retrait de 0,3 % par rapport à 2010. Ce niveau est comparable aux niveaux observés sur la période 2002-2010 – hors 2009, année exceptionnelle en raison de la crise économique.

La consommation finale énergétique de gaz naturel corrigée des variations climatiques diminue pour la sixième année consécutive. Elle perd 1,3 % en 2011 par rapport à 2010, à 420,4 TWh.

Évolution de la consommation primaire de gaz naturel corrigée des variations climatiques

En Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Consommation de gaz naturel par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Branche énergie	2,9	1,1	3,5	4,5	6,4	6,7	-5,5	10,2	3,5	44,4	4,4
Consommation finale	8,7	23,3	34,7	33,0	32,4	32,0	6,0	3,4	-0,7	-1,9	-1,3
Industrie (yc. sidérurgie)	3,2	9,3	11,4	10,6	10,7	9,7	6,5	1,7	-7,0	0,5	-8,8
Résidentiel-tertiaire	5,5	13,8	22,9	22,1	21,4	21,9	5,6	4,3	-0,5	-3,1	2,3
dont résidentiel	nd	nd	nd	16,3	15,8	16,2	nd	nd	nd	-3,2	2,4
dont tertiaire	nd	nd	nd	5,8	5,6	5,7	nd	nd	nd	-2,9	2,2
Non énergétique	1,7	1,9	1,8	1,2	1,3	1,4	0,9	-0,6	-6,1	14,6	3,0
Total consommation primaire	13,2	26,3	40,0	38,6	40,2	40,0	4,1	3,6	-0,5	3,9	-0,3

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Dans le secteur **résidentiel et tertiaire**, la consommation de gaz naturel (corrigée des variations climatiques) avait crû régulièrement entre 1990 et 2005, au rythme moyen de 3,8 % par an. Après quelques années de stabilité jusqu'en 2008, elle a amorcé une baisse en 2009 (- 0,7 %) qui s'est accentuée en 2010 (- 3,1 %). En 2011, cette consommation repart à la hausse (+ 2,3 %), pour atteindre 284,5 TWh. Non corrigée des variations climatiques, la consommation du résidentiel-tertiaire diminue fortement : - 18,7 %. Cette forte baisse est la conséquence des températures supérieures à la normale de l'année, et en particulier de la douceur du début de l'hiver 2011-2012.

Dans l'**industrie** (hors sidérurgie, production d'électricité et usages non énergétiques), la consommation de gaz naturel était quasi stable depuis 2003, autour de 150 TWh. Après une forte chute (- 9,9 %) en 2009, due à la crise économique, elle se redresse très légèrement en 2010 (+ 0,4 %), pour replonger en 2011 (- 8,9 %). Cette tendance est probablement la poursuite de l'effet de la crise économique, qui semble avoir une répercussion durable sur l'activité industrielle. Non corrigée des variations climatiques, elle est en baisse de 13,8 %.

Dans la **sidérurgie**, la consommation de gaz naturel est principalement liée à l'activité des laminoirs. Stabilisée depuis 1995 entre 8 et 9 TWh par an, la consommation du secteur a fortement chuté en 2009, à 5,6 TWh. Après un bond de 25,5 % en 2010, la consommation serait en progression de 1,1 % en 2011, à environ 7 TWh.

Les **raffineries** ont recours au gaz naturel pour la production d'hydrogène¹⁵ depuis 2001. Leur consommation a atteint un pic à plus de 10 TWh en 2008. Une baisse d'activité due à leur restructuration a induit une baisse des consommations en 2009 et 2010 (respectivement - 14 % et - 9,7 %). L'activité semble se stabiliser en 2011 : ces consommations augmentent à nouveau, atteignant 8,4 TWh (+ 0,8 %).

Depuis 2009, la consommation de gaz naturel utilisé pour la **production d'électricité** augmente nettement : + 10,7 % en 2011, après + 34 % en 2010 et + 14 % en 2009. Cette forte progression est due à l'installation d'un nombre important de centrales à cycle combiné au gaz. Tandis que ces consommations oscillaient autour de 33 TWh entre 2004 et 2008, elles atteignent en 2011 près de 55 TWh. En effet, en 2011 deux cycles combinés au gaz d'une puissance totale de 850 MW environ ont été mis en service, l'un à la centrale des Morandes près de Moulins dans l'Allier et le second à la centrale de Blénod près de Nancy. Par ailleurs, la consommation de gaz naturel, dans les centrales de production d'électricité qui relève d'un établissement dont ce n'est pas l'activité principale, est estimée en légère hausse.

Les **utilisations non énergétiques** du gaz naturel, orientées principalement vers la fabrication d'engrais, croissent depuis 2007, excepté en 2009 (- 26 %). C'est ainsi qu'elles augmentaient de près de 15 % en 2010, puis de 3 % en 2011, à environ 18 TWh.

L'utilisation du gaz naturel dans les **transports** augmente légèrement (+ 2,2 %), atteignant 1,2 TWh. Ce niveau reste faible, bien que la plupart des constructeurs automobiles mondiaux s'y intéressent. L'utilisation du gaz naturel est aujourd'hui limitée aux véhicules de flottes captives. Dans la catégorie des autobus, c'est le deuxième carburant le plus utilisé, le diesel demeurant très largement prépondérant. Au total, ce sont déjà plus de 2 200 bus et 1 000 bennes à ordures ménagères et poids lourds fonctionnant au gaz naturel pour véhicule (GNV) qui circulent en France.

5.4 Électricité : baisse de la consommation, en partie liée à la douceur du climat

La consommation d'électricité primaire¹⁶ non corrigée des variations climatiques (égale à la production primaire brute moins le solde des échanges) diminue de 5,3 % en 2011, à 450,8 TWh. Après correction du climat, particulièrement doux en 2011, la consommation d'électricité primaire ne diminue plus que de 1,9 %.

Le maximum de puissance appelée dans l'année a été atteint le mardi 4 janvier 2011 à 91,7 GW. Il est en baisse de 5 % par rapport au record absolu atteint précédemment le 15 décembre 2010¹⁷ et qui s'établissait à 96,7 GW. Globalement, la croissance des consommations de pointe en hiver se poursuit, à un rythme supérieur à celui des volumes consommés : le recours croissant au chauffage électrique augmente chaque année les pics de consommation associés aux vagues de froid, sauf climat particulièrement doux. Pour y faire face le réseau de transport fait appel à des moyens « exceptionnels » (surcharge de certains moyens de production, importations dans la mesure de la charge supportée par le réseau, éventuellement baisse de tension, etc.) et peut aller jusqu'à alerter les pouvoirs publics des risques de rupture d'approvisionnement, afin d'inciter à la baisse de la consommation.

¹⁵ Les raffineries produisent aussi fréquemment de l'électricité et de la chaleur, ces consommations sont analysées plus haut avec la consommation de gaz pour la production d'électricité et de chaleur.

¹⁶ La consommation d'électricité primaire se compose de la consommation brute de la branche énergie et de la consommation finale énergétique, desquelles on soustrait la production thermique classique brute d'électricité (retracée dans le bilan de l'énergie comme une consommation négative d'électricité au sein de la branche énergie). C'est aussi la production primaire brute, moins les exportations, plus les importations.

¹⁷ Ce record a été battu depuis : le mercredi 8 février 2012, le maximum de puissance appelée par la consommation intérieure s'élevait à 102 GW.

C'est la branche **énergie** qui voit sa consommation d'électricité décroître (- 6,9 %). La consommation d'électricité de la branche énergie comprend pour sa part les usages internes (consommation nécessaire pour enrichir l'uranium et consommation des producteurs), les pertes, la consommation des auxiliaires et des stations de pompage. Elle augmentait mais à un rythme décroissant depuis 2007 (+ 4,3 %) jusqu'en 2010 où elle était presque stable (+ 0,1 %). En 2011, elle tombe à 83 TWh, en baisse de 6,9 %. *A contrario* la consommation des stations de pompage est en hausse de 4,9 %, à 6,9 TWh, se rapprochant ainsi de la moyenne sur la décennie (7,1 TWh).

La consommation finale d'électricité, mesurée en données réelles, recule de 5,9 % en 2011 à 422,5 TWh, en particulier à cause de la douceur exceptionnelle du climat. Ces dernières années, elle a souvent épousé les évolutions de ce dernier (+ 5,9 % en 2010, année particulièrement froide, - 3,1 % en 2009, marquée par des températures comparativement clémentes), facteur auquel s'est ajouté, en 2009, l'impact de la crise économique, jouant à la baisse. En données corrigées du climat, la consommation finale diminue fortement en 2011 (- 7,8 %). Il s'agit d'une baisse tout à fait exceptionnelle. Le dernier recul important de la consommation remonte à 2009 (- 3,3 %) et s'expliquait par la crise ; cependant il faut remonter à 1975 ou 2002 pour trouver une quasi stagnation respectivement à 0,2 %, ou 0,3 %. L'augmentation annuelle moyenne est de 1,8 % depuis 1990.

Ce repli de la consommation est porté par tous les secteurs d'activité, sauf par **l'activité sidérurgique**.

Après avoir chuté de presque 26 % en 2009, **l'activité sidérurgique** avait entamé un franc redressement l'année suivante (+ 19 %). C'est donc dans cette continuité qu'elle a progressé de 5,3 % en 2011, s'établissant à 11 TWh.

Le **résidentiel-tertiaire** représente plus des deux tiers de la consommation totale et joue ainsi un rôle essentiel dans les évolutions d'ensemble de la consommation finale. Sa consommation d'électricité marque une rupture dans sa tendance à la hausse : elle diminue de 8,7 %. Même en 2009, au plus fort de la crise économique, elle avait stagné, mais n'avait pas reculé. Une partie relativement importante de ce recul est expliquée par la douceur du climat en 2011 ; en effet, en données corrigées du climat, la baisse est plus modérée, à - 3,6 %.

La consommation d'électricité dans **l'industrie** (hors sidérurgie) s'était redressée en 2010 (+ 2,2 %), après avoir été fortement impactée par la baisse de l'activité économique en 2009. En 2011, elle recule légèrement (- 0,1 %), atteignant 110,4 TWh, bien inférieure à la moyenne sur la décennie 1998-2008 (125 TWh). Le frémissement observé en 2011 prolonge ainsi la hausse entamée l'an passé avec la reprise économique (+ 3,5 % en 2010 après la chute de 2009 à - 11,9 %).

La consommation d'électricité des **transports ferroviaires et urbains** diminue très légèrement en 2011 (- 0,4 %), dans la continuité de 2010 (- 0,5 %).

Après avoir augmenté en 2010 (+ 3,8 %), la consommation d'électricité des **exploitations agricoles** recule de 1,8 % en 2011, atteignant 7,5 TWh.

Consommation d'électricité corrigée des variations climatiques par secteur

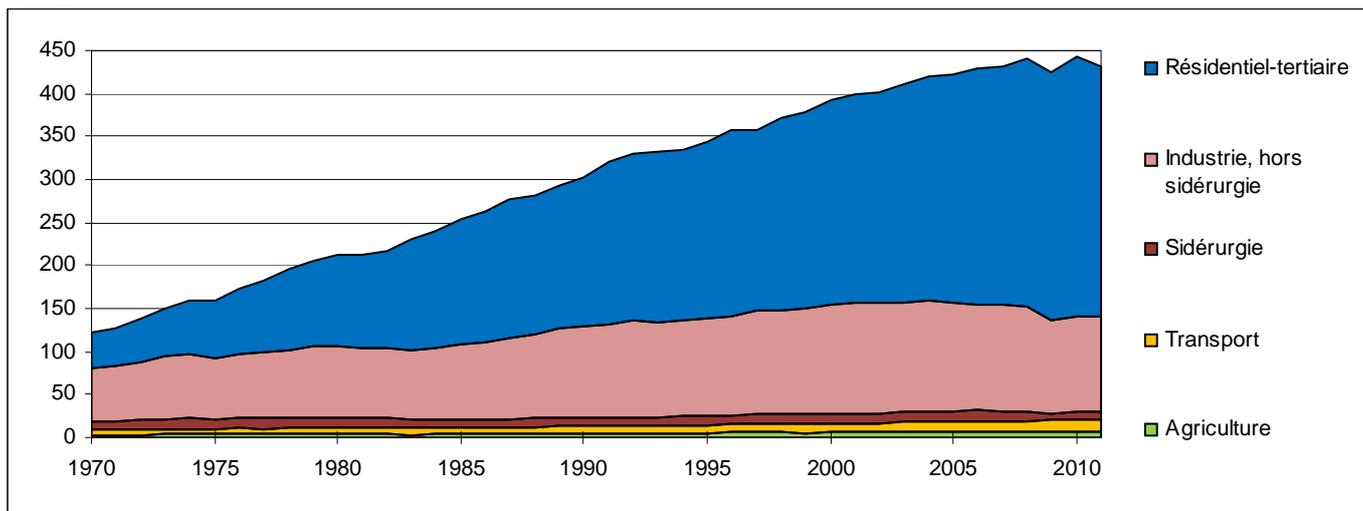
Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Branche énergie	-5,2	57,3	79,0	74,2	77,1	79,7		2,7	-0,9	4,0	3,3
Consommation finale	13,0	25,9	34,5	36,6	38,0	37,1	4,2	2,4	0,9	4,0	-2,4
Sidérurgie	1,0	0,9	1,0	0,8	0,9	0,9	-0,6	0,6	-3,5	19,1	5,3
Industrie (hors sidérurgie)	6,2	9,0	11,0	9,3	9,5	9,5	2,2	1,7	-2,4	2,2	-0,1
Résidentiel-tertiaire	4,9	14,9	21,0	24,8	25,9	25,0	6,8	2,9	2,4	4,4	-3,6
dont résidentiel	nd	nd	nd	17,4	18,2	17,4	nd	nd	nd	4,7	-4,3
dont tertiaire	nd	nd	nd	7,4	7,7	7,6	nd	nd	nd	3,8	-1,8
Agriculture	0,3	0,4	0,6	0,6	0,7	0,6	2,1	2,3	1,7	3,8	-1,8
Transports	0,6	0,7	0,9	1,1	1,1	1,0	1,5	2,2	1,9	-0,5	-0,4
Total consommation primaire	7,7	83,2	113,5	110,7	115,2	116,8	15,0	2,6	-0,3	4,0	1,4

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Évolution de la consommation finale d'électricité corrigée des variations climatiques

En TWh



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Bilan électrique dans les DOM en 2010

Production totale brute d'électricité et sa structure en %

	Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		Total DOM	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Électricité primaire	71	3,6	20	1,1	469	57,8	630	23,4	1 191	16,5
dont hydraulique	16	0,8	0	0,0	469	57,7	548	20,3	1 033	14,3
dont éolien	38	1,9	1	0,1	0	0,0	17	0,6	56	0,8
dont photovoltaïque	17	0,9	19	1,1	1	0,1	65	2,4	102	1,4
Thermique classique	1 884	96,4	1 734	98,9	343	42,2	2 065	76,6	6 026	83,5
Total	1 955	100,0	1 754	100,0	812	100,0	2 695	100,0	7 217	100,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

La production d'électricité dans les DOM

En 2010, les départements d'outre-mer (DOM) ont produit 7,2 TWh d'électricité, dont 1,2 TWh d'électricité primaire. Cette même année, 569,5 TWh d'électricité étaient produits en France métropolitaine, dont 507,3 TWh d'électricité primaire.

La production ultramarine d'électricité a une structure très variable selon les DOM.

En **Guadeloupe** et **Martinique** la production est principalement assurée par des centrales thermiques classiques (respectivement 96 % et 99 % de la production), soit très peu de production d'électricité primaire. La production hydraulique est même absente en Martinique.

Plus diversifiée, la production de **la Réunion** est la plus importante des quatre DOM, s'élevant à 2 695 GWh soit 37 % de la production des DOM. Elle est majoritairement constituée de thermique classique (77 %), mais également de 20 % d'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque complétant la production à hauteur de 3 %.

La Guyane fait exception : 58 % de sa production est assurée par l'hydraulique, tandis que le thermique classique représente 42 %, soit le plus faible niveau de production thermique, à 343 GWh.

Les DOM ayant des réseaux électriques isolés, il n'y a pas d'échanges d'électricité possibles avec un autre pays. De ce fait, l'indépendance énergétique de chaque DOM est parfaitement égale à 100 %.

La consommation d'électricité dans les DOM

En 2010, les DOM ont consommé 7,2 TWh d'électricité primaire (consommation finale totale à laquelle on ajoute la consommation de la branche énergie). La Réunion a réalisé 38 % de ces consommations (2 695 GWh), alors que la Guyane n'est à l'origine que de 11 % des consommations (812 GWh) ; elle est la plus grande région de France, mais est cependant très faiblement équipée en réseau électrique. La Guadeloupe et la Martinique se partagent le reste, respectivement 1 775 GWh et 1 520 GWh.

Consommation d'électricité par secteur en GWh et sa structure en %

	Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		Total DOM	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Industrie	399	22,5	287	18,9	119	16,0	595	24,2	1 400	21,5
Résidentiel-tertiaire	1 237	69,7	1 021	67,2	582	78,1	1 744	70,9	4 585	70,5
dont résidentiel	906	51,0	673	44,3	286	38,4	1 115	45,3	2 980	45,8
dont tertiaire	332	18,7	348	22,9	296	39,7	629	25,6	1 605	24,7
Agriculture	1	0,0	4	0,2	1	0,1	18	0,7	23	0,4
Transports	ns	ns	0	0,0	1	0,1	1	0,1	2	0,0
Non affecté	138	7,8	208	13,7	42	5,7	101	4,1	489	7,5
Consommation finale	1 775	100,0	1 520	100,0	745	100,0	2 460	100,0	6 500	100,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

La Réunion et la Guadeloupe sont les deux DOM les plus consommateurs d'électricité, avec respectivement 2 460 GWh et 1 775 GWh de consommation finale. Ils présentent une structure de la consommation similaire : l'industrie représente environ 23 % de la consommation, tandis que le résidentiel-tertiaire pèse aux alentours de 70 %.

La consommation de **la Martinique**, troisième DOM le plus consommateur, est constituée à 44 % des consommations du résidentiel, 23 % du tertiaire, secteur qui procure le plus d'emplois, tandis que seulement 19 % reviennent à l'industrie.

Enfin, **la Guyane** ne consomme que 119 GWh dans l'industrie (16 % de sa consommation finale) tandis que le tertiaire totalise 296 GWh, soit près de 40 % de la consommation finale. Près des trois quarts des consommations du tertiaire seraient utilisées pour la climatisation, d'après les données mobilisées pour l'élaboration des schémas régionaux climat-air-énergie.

Globalement, la part de l'industrie dans la consommation totale d'électricité est moins importante dans les DOM qu'en métropole : respectivement 21,5 % et 25 %. Alors que le tertiaire occupe une part assez semblable (70 % dans les DOM pour 68 % en France métropolitaine), les consommations ne sont pas réparties identiquement entre résidentiel et tertiaire : le résidentiel représente 65 % des consommations du résidentiel-tertiaire outre-mer, contre 71 % en métropole ; la différence pourrait s'expliquer par une quasi absence de chauffage dans les DOM.

5.5 Énergies renouvelables thermiques et déchets : un ralentissement de la croissance à 3,6 %

Après correction du climat, la consommation primaire totale du poste « EnRt¹⁸ et déchets » croît de 3,6 % en 2011 à 17,1 Mtep, après + 4,5 % en 2010 et + 5,6 % en 2009. Le moindre développement de certaines nouvelles filières technologiques (pompes à chaleur, solaire thermique notamment) et la stagnation des biocarburants mis à la consommation cette année contribuent à la faiblesse de la croissance pour 2011. À la période 2000 à 2005¹⁹ de quasi-stagnation, avaient succédé quelques années de forte croissance tirée notamment par le développement rapide des biocarburants. Depuis 2009 on assiste à un essor régulier et plus équilibré - à des rythmes plus ou moins rapides toutefois - de l'ensemble des filières (solaire thermique, géothermie, pompes à chaleur, biogaz, déchets, bois-énergie). La consommation primaire s'accroît donc désormais à un rythme beaucoup plus modéré, qui tend même à s'infléchir ces dernières années.

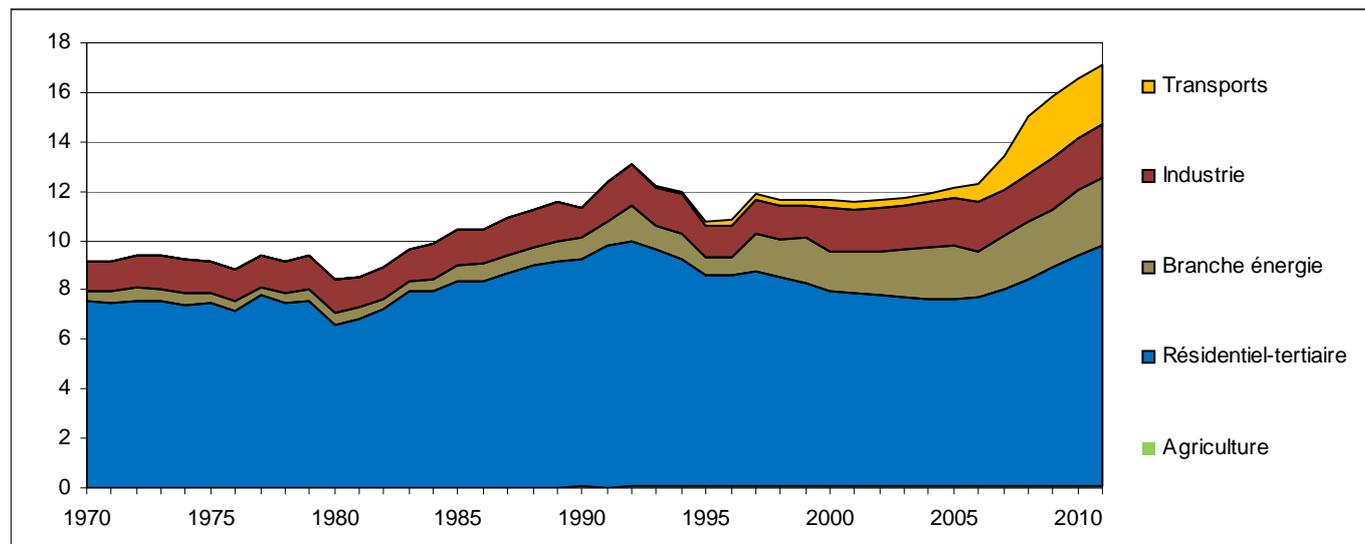
La consommation de la branche énergie, avec 2,8 Mtep, augmente progressivement, conséquence de la hausse continue de la quantité d'énergie primaire thermique transformée en électricité (déchets urbains, bois-énergie, biogaz).

¹⁸ Énergies renouvelables thermiques

¹⁹ Certaines consommations d'énergies renouvelables thermiques échappent en tout ou partie aux circuits commerciaux. Les estimations les concernant sont donc particulièrement fragiles, tant en niveau qu'en évolution, faute de données fiables disponibles. Les importations d'énergies renouvelables, qui étaient auparavant négligeables, s'élèvent en 2009 à 0,4 Mtep, essentiellement en biocarburants d'origine européenne.

Consommation primaire d'énergie renouvelable par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

La consommation finale énergétique (14,3 Mtep après correction climatique) progresse de 3,7 % (+ 0,5 Mtep supplémentaire). Tout comme la consommation primaire, elle a bénéficié de quelques années de forte croissance (+ 0,8 Mtep en 2007, + 1,5 Mtep en 2008 et 0,9 Mtep en 2009) liée notamment à la montée des biocarburants et des pompes à chaleur. Depuis, sa progression ralentit fortement dans un contexte économique moins porteur et dans l'attente de l'arrivée à terme de nombreux projets bénéficiant de divers soutiens de l'État (appels à projets BCIAT - et Fonds Chaleur notamment).

La consommation dans le résidentiel-tertiaire augmente régulièrement depuis 2006 (+ 4,3 % en 2011 après + 5,1 en 2010) en raison notamment du poids grandissant des pompes à chaleur et de l'utilisation du bois-énergie par les ménages et par le secteur collectif-tertiaire.

La répartition de la consommation finale (après correction climatique) entre les différents secteurs utilisateurs évolue peu : la part du résidentiel-tertiaire (9,7 Mtep) augmente à nouveau très légèrement, à 68 %, après avoir perdu 5 points entre 2007 et 2009. La part des transports (2,4 Mtep soit 17 %) diminue très faiblement pour la première fois après avoir gagné 11 points entre 2006 et 2008 grâce à la montée des biocarburants ; elle devance toujours légèrement l'industrie. Cette dernière (2,2 Mtep soit 15 %) reste relativement stable depuis plusieurs années. La part de l'agriculture reste marginale (moins de 0,5 %) mais elle pourrait à l'avenir progresser avec la mise en place des mesures du Grenelle encourageant l'autonomie énergétique des exploitations.

En agrégeant l'ensemble des énergies renouvelables thermiques et électriques (EnRt + EnRé), la consommation primaire corrigée des variations climatiques s'élève à 21,0 Mtep. Elle est supérieure à la production primaire réelle (19,5 Mtep) du fait de l'existence d'échanges extérieurs de biocarburants (+ 0,4 Mtep) et de la correction climatique (+ 1,2 Mtep).

La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat), qui avait dépassé pour la première fois la barre des 8 % avec un taux de 8,2 % en 2010, s'inscrit en recul pour 2011 à 7,9 %. Elle retrouve à peu près son niveau de 2009. Cette année marque une rupture après la remontée régulière enregistrée depuis 2005 où elle avait atteint son plus bas niveau (5,6 %).

Consommation d'énergie renouvelable et déchets par secteur

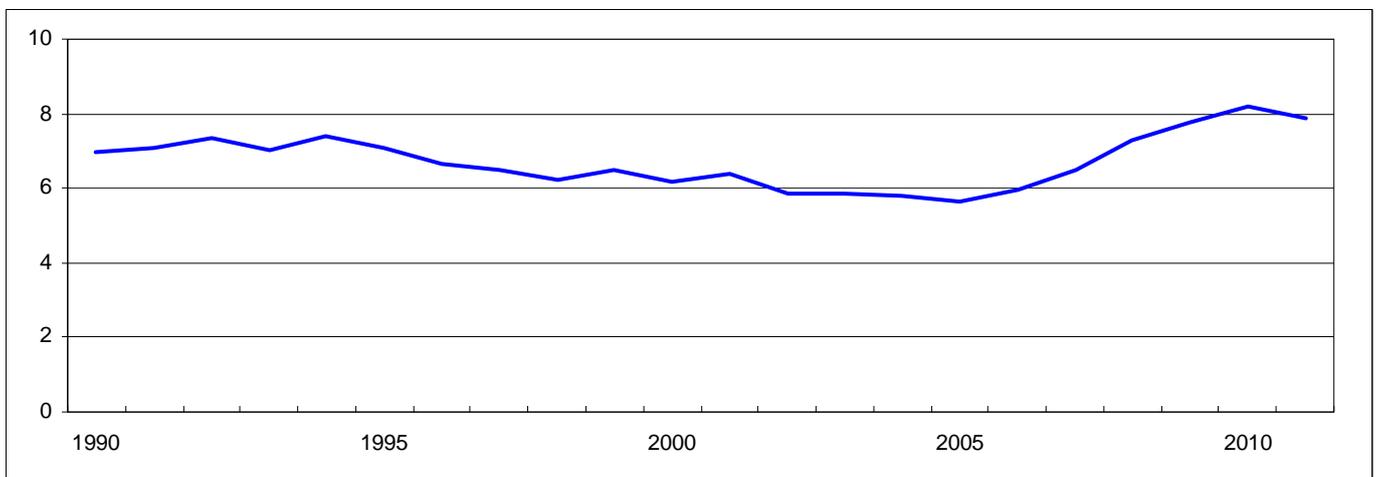
Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Branche énergie	0,5	0,9	1,8	2,3	2,7	2,8	3,5	5,9	3,7	15,8	2,9
Consommation finale	8,9	10,5	9,8	13,5	13,8	14,3	1,0	-0,5	4,6	2,6	3,7
Industrie (yc sidérurgie)	1,4	1,2	1,7	2,1	2,1	2,2	-0,7	3,0	3,5	-2,7	4,8
Résidentiel-tertiaire	7,5	9,2	7,7	8,9	9,3	9,7	1,2	-1,4	2,0	5,1	4,3
dont résidentiel	nd	nd	nd	8,2	8,6	9,0	nd	nd	nd	4,9	4,3
dont tertiaire	nd	nd	nd	0,7	0,7	0,7	nd	nd	nd	7,7	5,1
Agriculture	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	-0,2	-0,2	1,7	-1,1
Transports	0,0	0,0	0,3	2,5	2,4	2,4	-	-	33,1	-1,9	0,4
Total consommation primaire	9,4	11,4	11,6	15,8	16,5	17,1	1,1	0,2	4,5	4,5	3,6

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie primaire

Données corrigées des variations climatiques, en %



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Les chiffres clés des énergies renouvelables

En France (métropole + DOM), les augmentations significatives des productions électriques renouvelables, des biocarburants et de la plupart des productions thermiques renouvelables, enregistrées sur les années récentes en données réelles, rendent compte des progrès déjà réalisés pour l'atteinte des divers objectifs tant nationaux qu'euro-péens et notamment celui de 23 % d'EnR dans la consommation finale brute en 2020 (directive EnR 2009/28/CE).

Les principaux indicateurs sont présentés sous deux formes, dans un périmètre géographique qui intègre les DOM, en données réelles d'une part et en données calculées selon la méthodologie de la directive EnR, d'autre part. Sous des intitulés proches, les résultats peuvent être différents.

En effet, la méthodologie retenue par cette directive atténue les effets climatiques pour les seules filières hydraulique et éolienne : des productions dites « normalisées » sont alors calculées. Elle ne comptabilise pas, par exemple, les pompes à chaleur peu performantes, ce qui explique des différences avec le bilan de l'énergie. De même une bonification est accordée à certains biocarburants, notamment ceux issus de graisses animales et d'huiles usées.

Le tableau ci-dessous retrace pour la France entière les principaux indicateurs de suivi de ces divers objectifs pour les trois années 2005 (année de référence de la directive EnR), 2010 et 2011, dont les données, provisoires à ce jour, devront être confirmées.

Entre 2005 et 2011, tous les indicateurs sont en hausse, confirmant la réalité des efforts déjà accomplis. Toutefois, par rapport à l'an dernier, certains d'entre eux sont en légère baisse, notamment la part des EnR dans la consommation d'énergie primaire qui repasse en données réelles en-dessous de la barre des 8 % après l'avoir franchie pour la première fois en 2010. La part des énergies thermiques renouvelables dans la consommation finale de chaleur reste stable après une bonne progression en 2010. La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute totale, calculée selon la méthodologie de la directive de 2009 (objectif des 23 % en 2020) est estimée à 13,1 % en 2011, en hausse de 3,4 points sur 2005 mais de seulement 0,4 point sur 2010. La hausse significative de cet indicateur sur la période 2005-2011 résulte d'une augmentation de la consommation finale d'EnR de 4,6 Mtep alors que dans le même temps la consommation finale toutes énergies a baissé de près de 8,8 Mtep. Pour les renouvelables, l'accroissement de la consommation finale provient de la plupart des filières, à l'exception notable de l'hydraulique qui voit sa production normalisée diminuer de 3,8 TWh (soit 0,32 Mtep) depuis 2005. À eux seuls, les biocarburants expliquent les deux tiers de cet accroissement (+ 2,4 Mtep).

Chiffres clés EnR 2005, 2010 et 2011 provisoire

Métropole + DOM

	Données réelles			Données pour la Directive EnR *		
	2005	2010	2011 p	2005	2010	2011 p
Production primaire renouvelable	15,95 Mtep	22,57 Mtep	19,81 Mtep	16,92 Mtep	22,47 Mtep	21,10 Mtep
Consommation primaire renouvelable	15,89 Mtep	22,73 Mtep	20,18 Mtep	16,87 Mtep	22,64 Mtep	21,48 Mtep
Part des EnR dans la consommation d'énergie primaire totale	5,8%	8,3%	7,7%	6,1%	8,3%	8,2%
Production électricité renouvelable	57,94 TWh	79,65 TWh	66,40 TWh	72,04 TWh	81,31 TWh	83,70 TWh
Part de l'électricité renouvelable dans la consommation totale d'électricité	11,1%	14,6%	12,9%	13,8%	14,9%	16,3%
EnR thermiques pour prod. chaleur (1)	9,55 Mtep	12,25 Mtep	10,77 Mtep	9,36 Mtep	12,05 Mtep	10,62 Mtep
Part des EnR thermiques dans consommation totale pour prod. chaleur	13,7%	16,7%	16,7%	13,4%	16,4%	16,5%
EnR dans les transports (2)	0,52 Mtep	2,57 Mtep	2,56 Mtep	0,55 Mtep	2,64 Mtep	2,96 Mtep
Part des EnR dans le secteur des transports (3)	1,2%	5,9%	5,8%	1,2%	6,0%	6,7%
Consommation finale renouvelable	15,01 Mtep	21,53 Mtep	18,95 Mtep	16,03 Mtep	21,54 Mtep	20,64 Mtep
Part des EnR dans la consommation brute finale totale	9,1%	12,8%	12,1%	9,7%	12,8%	13,1%

* Prise en compte de l'hydraulique et éolien normalisé, pompes à chaleur conformes à la directive et biocarburants bonifiés.

(1) Chaleur vendue ou consommation d'énergies renouvelables thermiques primaires pour la production de chaleur ou de froid.

(2) Cet indicateur comprend les biocarburants ainsi que la part d'électricité renouvelable dans les transports.

(3) Hors aviation.

p : provisoire

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

La consommation finale d'énergies renouvelables, en retrait des objectifs du PNA en 2011

Le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (PNA) prévu par la directive 2009/28/CE²⁰ et remis à la Commission à l'été 2010, affiche la contribution attendue de chaque énergie renouvelable pour la production d'électricité, de chaleur ou pour les transports, permettant d'atteindre l'objectif de 23 % d'EnR dans la consommation finale d'ici 2020. Une trajectoire annuelle entre 2010 et 2020 a ainsi été établie pour chacune d'entre elles. Les concepts et modes de comptage de cette directive EnR diffèrent de ceux du bilan de l'énergie : ils prennent notamment en compte les départements d'outre-mer ; ils normalisent les productions hydraulique et éolienne pour atténuer l'effet des variations aléatoires d'origine climatique (cf. notes 1 et 2 du tableau ci-dessous). Les pompes à chaleur et les biocarburants font également l'objet de modes de comptage spécifiques.

L'objectif 2011 du PNA préconisait une consommation finale de 22 Mtep d'énergie renouvelable, nécessitant un supplément de 6 Mtep entre 2005 et 2011, l'année 2005 étant l'année de référence pour la directive EnR. Entre 2005 et 2011, la consommation supplémentaire s'est élevée à 4,6 Mtep soit un manque de 1,4 Mtep par rapport à l'objectif attendu. Ce constat concerne à la fois les composantes électrique et thermique. Comme en 2010, l'objectif relatif à la production d'**électricité renouvelable** correspondante n'est pas tout à fait atteint (96 % soit un manque de 0,3 Mtep) du fait des conditions climatiques et hydrologiques ayant engendré des retards sur les productions éolienne, hydraulique et géothermique. La contribution de l'hydraulique, malgré le lissage des accidents climatiques pris en compte dans le nouveau mode de calcul, tend en effet à diminuer depuis 2005 du fait de l'accumulation des épisodes d'hydraulicité très faible au cours des dernières années. Les biocarburants suivent la trajectoire indiquée. Les **EnR thermiques** quant à elles atteignent leur objectif à hauteur de 91 % (soit un manque de plus de 1 Mtep), principalement du fait de la faiblesse de la consommation de bois-énergie. En effet, les consommations sont comptabilisées au titre de la directive à climat réel ; par conséquent le climat particulièrement clémente de 2011 a induit une sous-utilisation du bois et des pompes à chaleur pour le chauffage, estimée à près de 1,2 Mtep.

D'ici 2012, la consommation d'EnR devra progresser de 2,4 Mtep pour atteindre les objectifs du PNA, dont 0,7 Mtep concerne la production d'électricité et 1,6 Mtep les EnR thermiques. Et d'ici 2020, c'est un surplus de consommation de près de 16 Mtep qu'il sera nécessaire d'atteindre pour tenir les objectifs du PNA 2020. En 2011, la France a réalisé 57 % des objectifs 2020.

Les efforts à réaliser devront donc se poursuivre sur toutes les filières électriques et thermiques mais les enjeux les plus importants reposent plus particulièrement sur le développement de l'éolien (+ 3,9 Mtep d'ici 2020) et du bois-énergie (+ 6,7 Mtep), notamment dans les secteurs du collectif/tertiaire et de l'industrie.

Consommation finale d'énergie renouvelable

Métropole + DOM

En Ktep

	Situation 2005 (bilan SOeS)	Situation 2011 p (bilan SOeS)	Objectif 2011 (PNA)	Objectif 2012 (PNA)	Objectif 2020 (PNA)	Supplément 2005-2011 réalisé	Écart à l'objectif 2011	Taux de réalisation de l'objectif 2011 en %	Supplément 2011-2012 à réaliser	Supplément 2011-2020 à réaliser
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(B-A)	(B-C)	(B/C)	(D-B)	(E-B)
Électricité renouvelable										
Hydraulique normalisé (1)	5723	5400	5499	5504	5541	-324	-100	98	105	142
Éolien normalisé (2)	101	1104	1234	1544	4979	1003	-129	90	440	3875
Photovoltaïque	2	196	81	116	592	194	114	240	-80	396
Marémotrice	41	41	43	49	99	0	-2	95	8	58
Géothermie	82	48	159	187	409	-34	-111	30	139	360
Biomasse	320	453	513	558	1477	133	-60	88	106	1024
Total électricité renouvelable	6270	7241	7530	7959	13097	971	-289	96	718	5856
EnR thermiques pour chaleur (3)										
Solaire thermique	37	96	155	185	927	59	-59	62	89	831
Géothermie profonde	130	94	175	195	500	-36	-81	54	101	406
PAC (pompes à chaleur)	151	1143	1090	1300	1850	993	53	105	157	707
Biomasse solide	8954	9188	10165	10456	15900	234	-977	90	1268	6712
Bois-énergie	8371	8242				-129				
- individuel	6550	6132	6890	6945	7400	-417	-758	89	813	1268
- collectif/tertiaire	197	379				182				
- industrie	1584	1722				138				
Déchets urbains incinérés	382	501				119				
Autre biomasse	201	445				244				
Biogaz	85	94	85	86	555	8	9	110	-8	461
Total EnR thermiques pour chaleur	9357	10616	11670	12222	19732	1259	-1054	91	1606	9116
Biocarburants (4)	403	2786	2800	2900	3500	2383	-14	100	114	714
Total consommation finale EnR	16030	20643	22000	23081	36329	4614	-1356	94	2438	15686

(1) La production hydraulique normalisée (hors pompage) de l'année n est obtenue en multipliant les capacités du parc de l'année n par la moyenne sur les quinze dernières années du rapport « productions réelles/capacités installées ».

(2) La production éolienne normalisée de l'année n est obtenue en multipliant les capacités moyennes de l'année n (soit [capacité début janvier + capacité fin décembre]/2) par la moyenne sur les cinq dernières années du rapport « productions réelles/capacités moyennes installées ».

(3) Les combustibles utilisés pour la production de chaleur ou de froid (notamment le bois-énergie) sont comptabilisés en données primaires réelles (pas de correction climatique).

(4) Seuls les biocarburants sont comptabilisés dans cette rubrique. Pour le calcul de la part d'énergie renouvelable dans les transports, il faut y ajouter la part d'électricité renouvelable dans les transports.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

²⁰ dite « EnR » pour « Énergies Renouvelables ».

6 Stabilité de la consommation finale d'énergie²¹

La consommation finale de produits énergétiques, corrigée des variations climatiques, est en hausse légère en 2011, à + 0,4 %, et s'établit à 168,1 Mtep. Elle reste donc inférieure au niveau où elle s'était stabilisée entre 2000 et 2008, autour de 175 Mtep. On reste loin des taux d'évolution des années 1990 à 2000 : + 1,4 % par an en moyenne.

La consommation non énergétique augmente fortement en 2011 : + 4,4 %, à 12,6 Mtep. Cela correspond aux usages du gaz et surtout du pétrole en tant que matière première, dans les secteurs de la chimie et de la pétrochimie notamment (cf. 5.2).

La consommation finale énergétique est stable pour la deuxième année consécutive : + 0,1 % en 2011, après - 0,1 %. Malgré une hausse continue des prix de l'énergie depuis 2009, la consommation de certains secteurs reste dynamique. C'est le cas des transports, dont la consommation augmente de 1,5 %, revenant à son niveau de 2008, ainsi que du tertiaire, et du résidentiel. En revanche, la consommation d'énergie diminue de - 1,1 % dans l'agriculture et même de 3,4 % dans l'industrie, malgré une hausse de la production du secteur.

Consommation finale d'énergie par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)					
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011	
Consommation finale énergétique												
Résidentiel-tertiaire	56,2	57,7	67,7	69,0	68,0	68,5	0,2	1,3	0,3	-1,5	0,9	
<i>dont résidentiel</i>	nd	nd	nd	50,4	49,9	50,2	nd	nd	nd	-1,0	0,6	
<i>dont tertiaire</i>	nd	nd	nd	18,6	18,1	18,4	nd	nd	nd	-2,5	1,6	
Transports	25,9	40,8	50,0	49,2	49,3	50,0	2,7	1,7	-0,2	0,2	1,5	
Industrie	47,9	38,2	38,7	33,0	34,0	32,8	-1,3	0,1	-2,2	2,9	-3,4	
<i>dont sidérurgie</i>	12,5	7,0	6,1	4,2	5,1	4,9	-3,4	-1,1	-5,4	21,8	-2,7	
Agriculture	3,6	4,0	4,4	4,4	4,3	4,2	0,5	0,9	0,0	-4,2	-1,1	
Total consommation finale énergétique	133,6	140,7	160,9	155,6	155,4	155,6	0,3	1,1	-0,5	-0,1	0,1	
Consommation finale non énergétique	10,9	12,4	14,3	12,1	12,0	12,6	0,8	1,2	-2,3	-0,8	4,4	
Consommation finale	144,6	153,1	175,1	167,7	167,5	168,1	0,3	1,1	-0,6	-0,1	0,4	

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Structure sectorielle de la consommation finale énergétique

Données corrigées des variations climatiques, en %

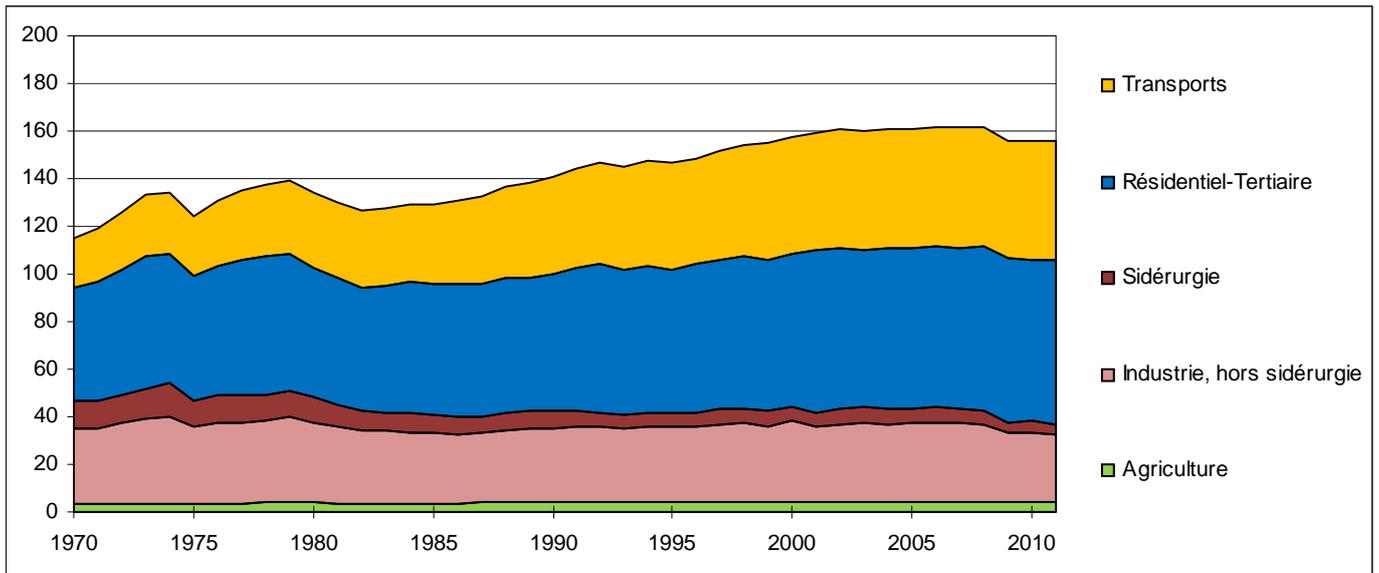
	1973	1990	2002	2009	2010	2011
Résidentiel-tertiaire	42,0	41,0	42,1	44,3	43,7	44,1
<i>dont résidentiel</i>	nd	nd	nd	32,4	32,1	32,2
Transports	19,4	29,0	31,1	31,6	31,7	32,1
Industrie	35,9	27,1	24,0	21,2	21,8	21,1
<i>dont sidérurgie</i>	9,4	4,9	3,8	2,7	3,3	3,2
Agriculture	2,7	2,8	2,8	2,9	2,7	2,7
Total énergétique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

²¹ Consommation finale d'énergie : consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la « branche énergie » (centrales électriques, raffineries, consommations internes et pertes).

Évolution de la consommation finale d'énergie par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

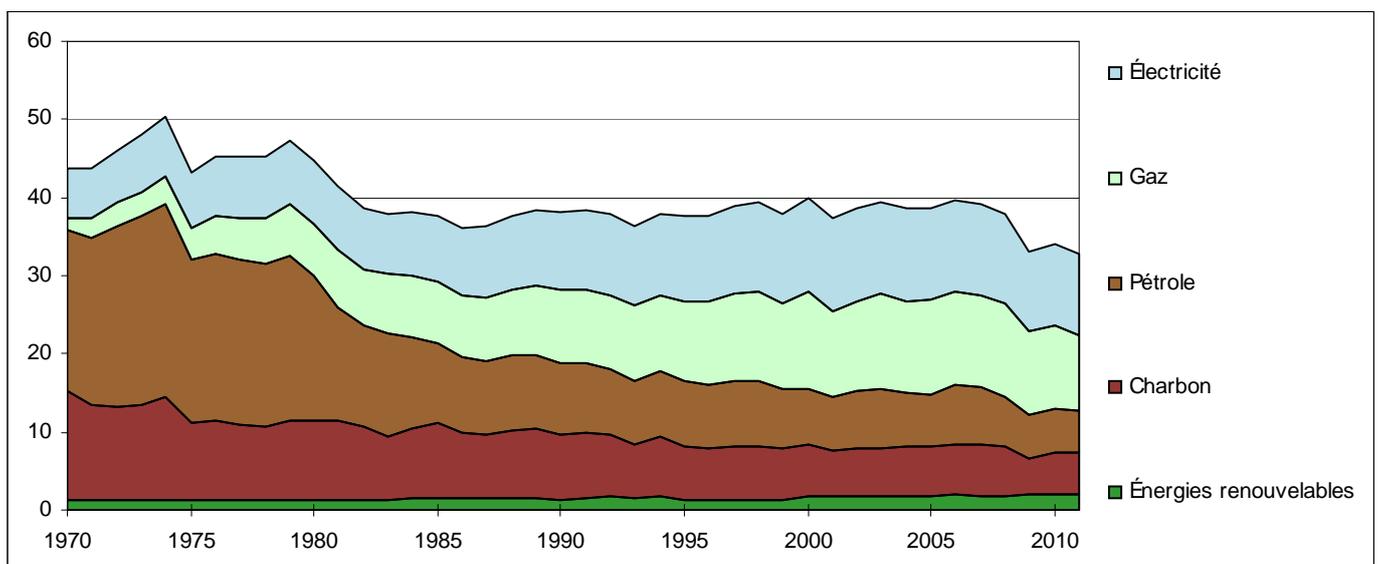
6.1 Industrie : une baisse nette de la consommation (- 3,4 %)

Dans le bilan de l'énergie, le secteur de l'industrie comprend les industries agroalimentaires, la sidérurgie, le bâtiment et le génie civil, mais ne comprend pas ce qui relève de la production et de la transformation d'énergie (centrales électriques, cokeries, raffineries, pertes de distribution, etc.), qu'on affecte à la branche spécifique « énergie ». Par ailleurs, on distingue les usages énergétiques de l'énergie de ses usages non énergétiques, c'est-à-dire quand les molécules sont utilisées comme matière première, par exemple pour la production de plastiques, d'engrais... Les usages non énergétiques de l'énergie sont traités dans la partie 5 du bilan.

La consommation finale énergétique de l'industrie ainsi définie diminue de 3,4 % en 2011, à 32,8 Mtep. Entre 1990 et 2008, elle était restée relativement stable. En 2009, suite à la crise économique, elle a fortement chuté à 33,0 Mtep (- 12,9 %). La remontée en 2010 (+ 2,9 %) est effacée par la baisse de 2011 : la consommation 2011 est à son plus bas niveau jamais observé depuis le début de la série, soit 1970.

Consommation finale d'énergie dans l'industrie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

La production de l'industrie²² augmente de 2,9 % en 2011, poursuivant la reprise amorcée en 2010 (+ 1,2 %). Elle augmente de façon sensiblement égale dans l'industrie agroalimentaire (+ 3,4 %) et dans l'industrie manufacturière (+ 3,8 %), mais de façon plus faible dans le secteur de la construction (+ 1,4 %, après - 4,7 % en 2010).

L'activité des industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE) progresse de 3,4 %. Hormis dans l'industrie du papier carton (- 4,6 %) et la fabrication de matières plastiques et de caoutchouc (- 2,5 %), la production y est en hausse.

Malgré ce contexte de reprise, la consommation de toutes les énergies fossiles diminue, tandis que l'électricité reste stable et que les énergies renouvelables progressent. Selon les premières estimations du SOeS, la consommation de gaz naturel plongerait de 8,8 % en 2011, ce qui la ramènerait à son niveau de 1994. Cela s'explique en partie par le repli de l'industrie du papier carton qui concentre un quart de la consommation finale de gaz dans l'industrie. La consommation de produits pétroliers est en baisse, à - 5,3 %, et ceci pour la cinquième année consécutive, malgré la hausse notable en 2011 de la production dans les deux secteurs plus gros consommateurs de cette énergie : les autres industries de la chimie organique de base (+ 10,4 %) et la fabrication de plâtres, chaux et ciments (+ 8,6 %). La consommation de charbon diminue aussi, de 1,4 %, après avoir bondi de 18,5 % en 2010. Ces évolutions sont à comparer à celles de la métallurgie, activité qui consomme les trois quarts du charbon dans l'industrie : + 3,9 % en 2011, après + 7,6 % en 2010.

Contrairement à la baisse de la consommation de gaz, le recul des consommations de pétrole et de charbon semble constituer une tendance de fond. Ces énergies sont les plus émettrices de CO₂ par tonne d'équivalent pétrole consommé : leur utilisation n'est donc pas avantageuse du point de vue des quotas d'émission. De plus, les évolutions récentes des prix des produits pétroliers, et les projections à moyen terme de ces prix, incitent sans doute les industriels à se tourner vers d'autres formes d'énergie.

La consommation des énergies renouvelables serait en hausse de 4,8 %, à 2,2 Mtep. Il s'agit principalement d'une consommation de déchets de bois (81 %) et de résidus agricoles (17 %). Ceux-ci sont brûlés par les établissements industriels pour produire de la chaleur qui est ensuite utilisée dans leurs processus de fabrication.

La consommation d'électricité est stable, à + 0,4 %. L'électricité dépasse ainsi le gaz comme principale énergie utilisée dans l'industrie. En 2011, l'électricité représente ainsi 32 % du mix énergétique de l'industrie, contre 30 % pour le gaz, 16 % pour le pétrole et pour le charbon, 7 % pour les énergies renouvelables.

Consommation finale de l'industrie (sidérurgie comprise)

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Total	47,9	38,2	38,7	33,0	34,0	32,8	-1,3	0,1	-2,2	2,9	-3,4
Gaz	3,2	9,3	11,4	10,6	10,7	9,7	6,5	1,7	-1,0	0,5	-8,8
Électricité	7,2	9,9	12,0	10,1	10,4	10,4	1,9	1,6	-2,5	3,5	0,4
Pétrole	24,1	9,3	7,5	5,7	5,5	5,2	-5,4	-1,8	-3,8	-3,8	-5,3
Charbon	12,1	8,4	6,1	4,5	5,3	5,3	-2,1	-2,7	-4,2	18,5	-1,4
Énergies renouvelables	1,4	1,2	1,7	2,1	2,1	2,2	-0,7	3,0	3,0	-2,7	4,8

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

6.2 Résidentiel et tertiaire : une consommation en légère hausse

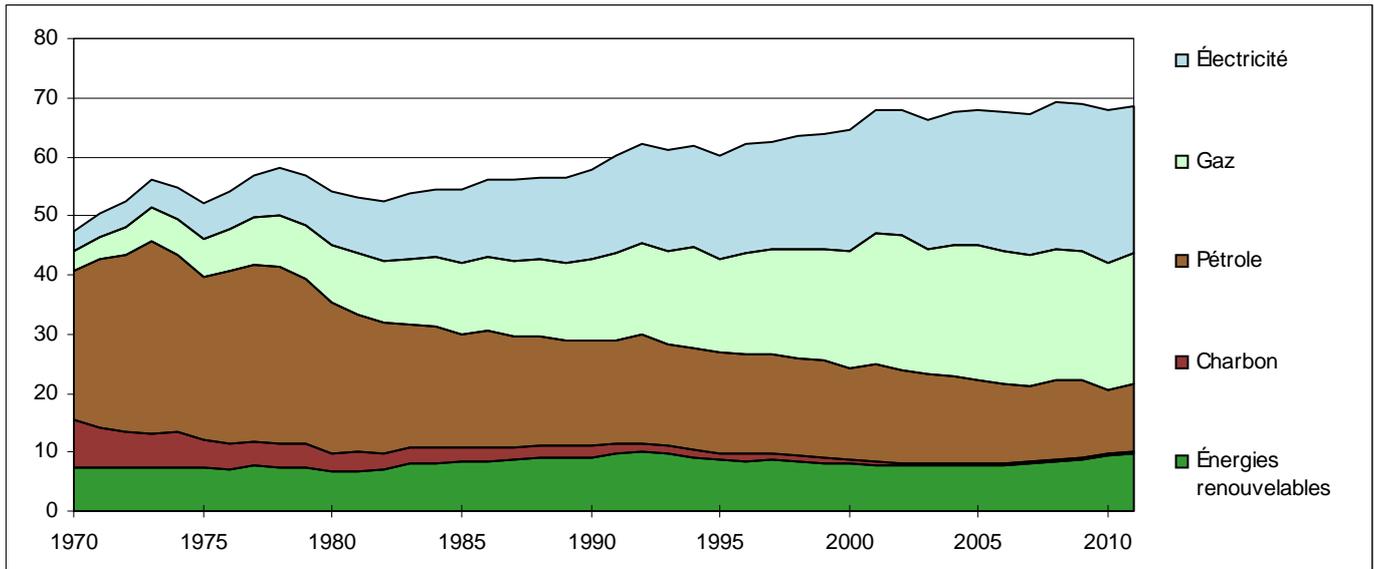
La consommation énergétique du secteur résidentiel est en hausse de 0,6 % en 2011 une fois corrigée des variations climatiques, après - 1,0 % en 2010. Celle du secteur tertiaire est également en hausse, de 1,6 %, après - 2,5 %.

Les mix énergétiques des deux secteurs sont assez différents. Les énergies renouvelables représentent 17 % de la consommation énergétique finale du résidentiel, essentiellement du bois, mais seulement 4 % dans le tertiaire. Si la proportion du gaz est un peu supérieure à 30 % dans chacun des deux secteurs, celle de l'électricité est plus importante dans la consommation du tertiaire, notamment en raison de son utilisation intensive pour la bureautique et pour la climatisation.

²² Construction comprise. Les évolutions notées ici proviennent des indices de la production industrielle publiés par l'Insee en mars 2012.

Consommation finale d'énergie dans le secteur résidentiel et tertiaire

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

La consommation de produits pétroliers est en hausse de 7,1 % dans le secteur tertiaire, contre 4,8 % dans le secteur résidentiel. Cela survient après l'effondrement de 14,5 % des consommations en 2010. Ces évolutions tiennent pour une large part au fait que les consommations d'énergies stockables (fioul, charbon, GPL) sont mesurées dans le bilan de l'énergie par les achats, sans tenir compte de la variation des stocks entre le début et la fin de la période. Il semble que les agents économiques, et notamment les ménages, aient réagi à l'augmentation des prix du fioul domestique en 2010 en retardant autant que possible le remplissage de leur cuve. En 2011, malgré une nouvelle hausse de prix, certains ont dû se résoudre à remplir leur cuve. La hausse de 2011, purement conjoncturelle, ne remet pas en cause la diminution structurelle de la consommation de fioul.

La consommation de gaz naturel évolue parallèlement dans les deux secteurs : + 2,4 %, après - 3,2 %, dans le résidentiel et + 2,2 %, après - 2,9 %, dans le tertiaire. La hausse de 2011 intervient alors qu'on croyait la période d'expansion du gaz terminée, après une baisse continue des consommations entre 2007 et 2010. L'inflexion de 2011 reste à confirmer mais pourrait s'expliquer par la réglementation thermique RT 2012 qui privilégie le chauffage au gaz dans les logements neufs, de façon à diminuer les pics de consommation d'électricité en cas de grand froid. La part des logements neufs équipés avec une chaudière à gaz serait passée de 30 % fin 2009 à près de 60 % début 2011²³, au détriment des logements chauffés à l'électricité.

À l'inverse, la consommation d'électricité est en baisse de 4,3 %, après + 4,7 %, pour le résidentiel et de 1,8 %, après + 3,8 %, pour le tertiaire en 2011. Cette évolution rompt nettement avec la tendance récente (+ 2,5 % par an en moyenne sur les quinze dernières années), et demande donc à être confirmée. Dans le secteur résidentiel, cette baisse pourrait également s'expliquer par le recul de la part des logements neufs chauffés à l'électricité. Dans le tertiaire, elle pourrait être en partie due à l'écart des températures entre l'été 2010 qui était relativement chaud et l'été 2011 relativement froid. La consommation des climatiseurs aurait donc diminué en 2011. La correction des variations climatiques ne neutralise pas cet effet, car elle ne porte aujourd'hui que sur les effets des températures froides sur la consommation d'énergie.

La consommation d'énergies renouvelables est en forte hausse aussi bien dans le résidentiel (+ 4,3 %, après + 4,9 %) que dans le tertiaire (+ 5,0 %, après + 7,7 %). Cette progression est due principalement au succès des pompes à chaleur et au développement des nouveaux modes de chauffage au bois, adoptés à la fois dans l'habitat individuel et dans le collectif tertiaire.

²³ Selon Gaz in focus, note de conjoncture de mars 2012.

Consommation finale des secteurs résidentiel et tertiaire par forme d'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Total	56,2	57,7	67,7	69,0	68,0	68,5	0,2	1,3	0,3	-1,5	0,9
dont résidentiel	nd	nd	nd	50,4	49,9	50,2	nd	nd	nd	-1,0	0,6
dont tertiaire	nd	nd	nd	18,6	18,1	18,4	nd	nd	nd	-2,5	1,6
Électricité	4,9	14,9	21,0	24,8	25,9	25,0	6,8	2,9	2,4	4,4	-3,6
dont résidentiel	nd	nd	nd	17,4	18,2	17,4	nd	nd	nd	4,7	-4,3
dont tertiaire	nd	nd	nd	7,4	7,7	7,6	nd	nd	nd	3,8	-1,8
Gaz	5,5	13,8	22,9	22,1	21,4	21,9	5,6	4,3	-0,5	-3,1	2,3
dont résidentiel	nd	nd	nd	16,3	15,8	16,2	nd	nd	nd	-3,2	2,4
dont tertiaire	nd	nd	nd	5,8	5,6	5,7	nd	nd	nd	-2,9	2,2
Pétrole	32,7	18,0	15,6	12,8	11,0	11,6	-3,5	-1,2	-2,7	-14,5	5,7
dont résidentiel	nd	nd	nd	8,3	7,0	7,4	nd	nd	nd	-14,7	4,8
dont tertiaire	nd	nd	nd	4,6	3,9	4,2	nd	nd	nd	-14,1	7,1
Énergies renouvelables	7,5	9,2	7,7	8,9	9,3	9,7	1,2	-1,4	2,0	5,1	4,3
dont résidentiel	nd	nd	nd	8,2	8,6	9,0	nd	nd	nd	4,9	4,3
dont tertiaire	nd	nd	nd	0,7	0,7	0,7	nd	nd	nd	7,7	5,1
Charbon	5,6	1,8	0,5	0,3	0,3	0,3	-6,4	-10,5	-5,9	3,4	-3,5
dont résidentiel	nd	nd	nd	0,2	0,2	0,2	nd	nd	nd	-0,1	-1,4
dont tertiaire	nd	nd	nd	0,1	0,1	0,1	nd	nd	nd	10,0	-7,0

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

6.3 Agriculture-pêche : baisse de 1 % des consommations

En 2011, la consommation d'énergie du secteur agriculture-pêche est en baisse de 1,1 % par rapport à 2010, et ceci bien que la production agricole ait augmenté de 2 %, selon les données provisoires disponibles.

La consommation du secteur agriculture-pêche est constituée à 78 % par des produits pétroliers (dont 90 % de fioul domestique et de gazole, 8 % de GPL, 1 % de fioul lourd), à 15 % par de l'électricité, à 5 % par du gaz naturel. Enfin, les énergies renouvelables constituent un peu plus de 1 % de la consommation d'énergie du secteur.

La consommation du secteur de la pêche représente 9 % du total agriculture-pêche ; elle correspond essentiellement à du gazole. Après avoir chuté de 33 % entre 2003 et 2008, cette consommation s'est stabilisée depuis : - 2 % en 2011, après - 1 % en 2010.

La consommation d'électricité dans l'agriculture, après avoir augmenté chaque année entre 2007 et 2010, de 2,5 % en moyenne, baisse de 1,8 % en 2011. La consommation de produits pétroliers baisse aussi de 1,1 % en 2011 et la consommation de gaz reste stable.

Consommation finale d'énergie du secteur agriculture-pêche

En Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Total	3,65	3,97	4,44	4,45	4,26	4,21	0,5	0,9	0,0	-4,2	-1,1
Pétrole	3,27	3,33	3,51	3,55	3,33	3,29	0,1	0,4	0,2	-6,3	-1,1
Gaz	0,04	0,16	0,32	0,22	0,23	0,23	8,5	5,9	-5,2	4,4	0,5
Électricité	0,30	0,43	0,56	0,63	0,66	0,64	2,1	2,3	1,7	3,8	-1,8
Énergies renouvelables	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	1,3	-0,2	-0,2	1,7	-1,1

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

6.4 Transports : une hausse de la consommation de 1,5 %

La consommation finale d'énergie du secteur des transports est en hausse de 1,5 %, à 50 Mtep en 2011. Cette hausse rompt avec la tendance récente. En effet, si la croissance de la consommation était assez forte sur la période 1990-2002, avec + 1,8 % en moyenne annuelle, celle-ci s'est nettement infléchi depuis : la consommation 2011 est au même niveau qu'en 2002.

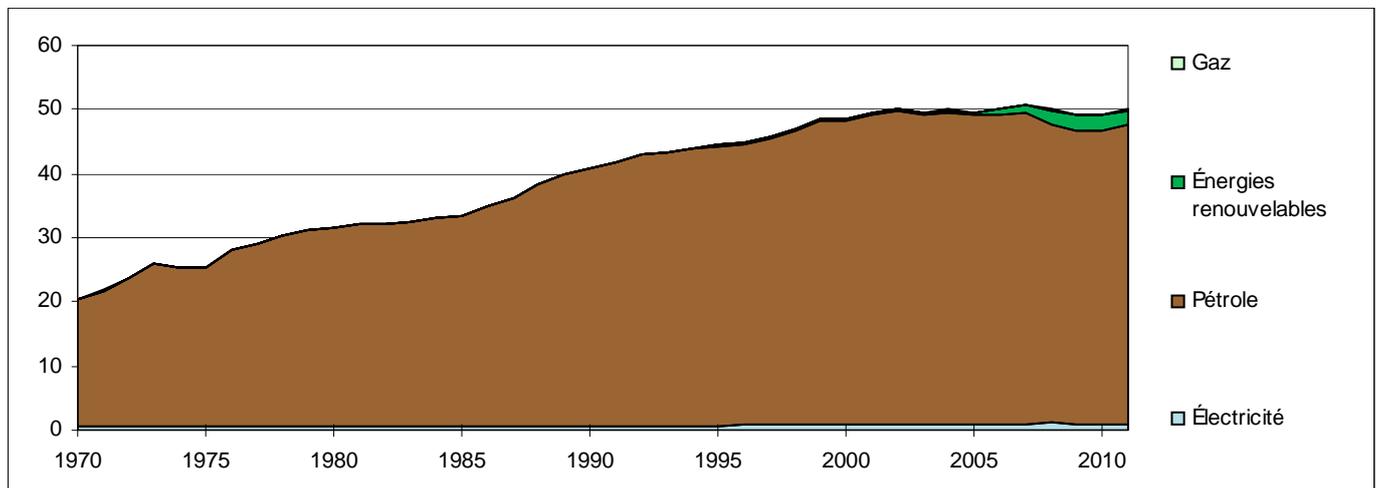
D'après les premières estimations du SOeS, les **transports intérieurs de marchandises**²⁴ sont en hausse de 3,1 % en 2011, après 3,3 % en 2010, mesurés en tonnes-kilomètres. Toutefois, cette progression n'efface pas la forte chute de 13,6 % en 2009 liée à la crise économique. En 2011, la hausse provient notamment du redressement du fret ferroviaire : + 13,9 %, après - 6,7 % en 2010. Cela s'explique en partie par les grèves et l'enneigement de la fin 2010 qui ont conduit à un rattrapage début 2011. Le fret routier augmente plus modérément (+ 2,3 %), tandis que le fret fluvial recule après avoir été très dynamique l'année précédente : - 2,4 % en 2011, contre + 8,6 % en 2010.

Le **transport intérieur de voyageurs** progresse de 1,5 % en 2011, mesuré en voyageurs-kilomètres. La circulation des véhicules particuliers progresse de 1,2 %, après 1,0 % en 2010. Les transports collectifs croissent plus rapidement en 2011 : + 3,2 %, après + 0,7 % en 2010. Ce mode représente 17 % des transports intérieurs de voyageurs.

Mesurée en véhicules-km, la **circulation routière** de l'ensemble des véhicules augmente au même rythme qu'en 2010, soit + 1,5 %. Les hausses les plus marquées concernent les véhicules de transport de marchandises : poids lourds (+ 3,9 %) et utilitaires légers (+ 3,0 %). La circulation des véhicules particuliers progresse plus lentement : + 1,2 %. Cette évolution résulte d'au moins deux facteurs aux effets contraires. D'une part, le dispositif du bonus écologique continue à favoriser l'augmentation des immatriculations de véhicules particuliers neufs, et ainsi de la taille du parc roulant. D'autre part, la hausse du prix des carburants, + 16,5 % pour le gazole et + 11,4 % pour le SP95, tend à diminuer la distance moyenne parcourue par un véhicule. Il semble toutefois que l'élasticité prix de la consommation de carburants soit assez faible : entre 2009 et 2011, malgré une hausse de 30 % du prix des carburants, la circulation des véhicules particuliers a continué à augmenter, de 2,0 %. Ceci est confirmé par une étude réalisée sur des données de 1985 et de 2006²⁵, qui montre que l'adaptation des comportements des ménages aux évolutions de prix des carburants est faible à court terme, et plus importante à long terme : une hausse des prix du carburant de 10 % entraînerait une baisse de la consommation de carburant de 2,5 à 3,5 % à court terme et de 6 à 7 % sur vingt ans.

Consommation finale d'énergie des transports

En Mtep



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Dans ce contexte de croissance des transports, la consommation des carburants issus du pétrole (essence, gazole, GPL carburant, carburateurs) augmente de 1,6 %. La consommation réelle de biocarburants est stable, à + 0,4 %. Il en est de même pour la consommation d'électricité, à - 0,4 %.

²⁴ Les résultats relatifs à la structure de l'activité de transports proviennent de la publication du SOeS *Les transports intérieurs en 2011 : reprise concentrée sur le transport ferroviaire en début d'année*, *Le Point* sur n° 128, mai 2012.

²⁵ Études & documents du Commissariat général au développement durable *Consommation de carburant : effets des prix à court et à long termes par type de population*, n° 40, avril 2011.

Le mix énergétique dans le secteur des transports demeure inchangé par rapport à 2010 : 93 % pour les produits pétroliers, 5 % pour les énergies renouvelables et 2 % pour l'électricité. La consommation de gaz naturel des transports reste négligeable : 0,2 % du mix.

Consommation des transports par forme d'énergie

En Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Total	25,9	40,8	50,0	49,2	49,3	50,0	2,7	1,7	-0,2	0,2	1,5
dont pétrole	25,3	40,1	48,7	45,6	45,7	46,5	2,8	1,6	-1,0	0,3	1,6
énergies renouvelables	0,0	0,0	0,3	2,5	2,4	2,4	-	-	33,1	-1,9	0,4
électricité	0,6	0,7	0,9	1,1	1,1	1,0	1,5	2,2	1,9	-0,5	-0,4
gaz	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	-	-	17,8	4,5	2,2

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

La reprise de la circulation intérieure des poids lourds en 2011 contribue à la hausse de la consommation de gazole (+ 2,5 %), alors que la consommation d'essence recule (- 4,5 %). La part de marché du gazole représente désormais 81 % du total des carburants routiers, en hausse d'un point, au détriment de l'essence.

À 6,7 Mt, les ventes de carburateurs augmentent de 4,0 % en 2011. Cette hausse est cohérente avec celle de 6,2 % du nombre total de passagers sur les liaisons intérieures à la métropole.

Les livraisons de carburants dans les ports français pour les liaisons maritimes internationales, dites soutes maritimes internationales, sont en hausse de 7,2 %, à 2,6 Mtep. Par convention, les soutes maritimes internationales ne sont pas comptabilisées dans le bilan national de l'énergie, contrairement aux soutes aériennes internationales.

7 Une nouvelle amélioration de l'intensité énergétique

L'intensité énergétique²⁶ finale diminue de 1,6 % en 2011, après - 1,7 % en 2010, après correction des variations climatiques. La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2005 s'établit désormais à - 1,3 %. Ces résultats sont bons même s'ils ne sont pas encore au niveau de l'objectif inscrit dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique. Cette loi « Pope » prévoit en effet une réduction de 2 % par an de l'intensité énergétique finale d'ici à 2015, puis de 2,5 % par an d'ici à 2030. Cela signifie qu'il faudrait chaque année diminuer de 2 % la consommation d'énergie nécessaire pour produire une unité de PIB.

Les bons résultats de 2006 et 2007 (- 4,2 % en deux ans) ont été interrompus par la crise économique : + 0,2 % en 2008. En effet, en période de crise, les usines ne tournent pas à plein régime, ce qui détériore les rendements. En 2009, malgré la forte contraction du PIB, l'intensité énergétique s'améliorait un peu, de - 0,6 %. Ce résultat surprenant s'expliquait notamment par un effet de structure : en 2009, la récession a fortement touché l'industrie (recul de 7,5 %), mais peu les services (1,4 %), moins gourmands en énergie. Avec la reprise en 2010, l'intensité énergétique diminue à nouveau de façon nette.

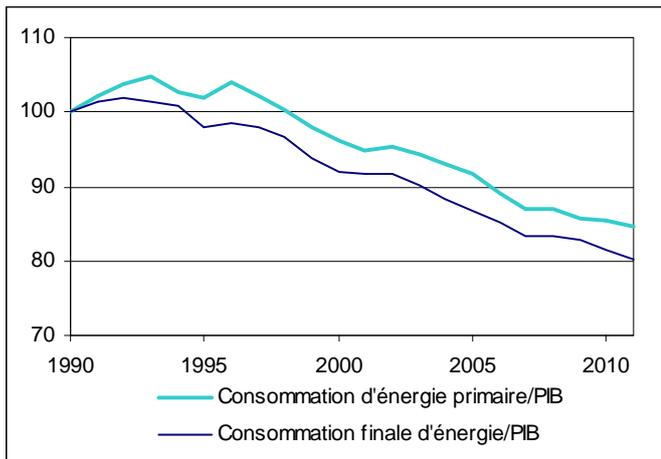
Mesurée en énergie primaire, l'intensité énergétique diminue de 0,9 % en 2011, après - 0,5 % en 2010. Depuis 2005, la baisse moyenne annuelle est également de 1,3 % par an.

Par habitant, la consommation d'énergie finale est en baisse de 0,5 % en 2011, après - 0,6 % en 2010, et la consommation d'énergie primaire est en hausse de 0,2 %, après + 0,6 %. Ainsi, la consommation d'énergie est en 2011 de 2,5 tep d'énergie finale (usages non énergétiques exclus) et de 4,2 tep d'énergie primaire par habitant.

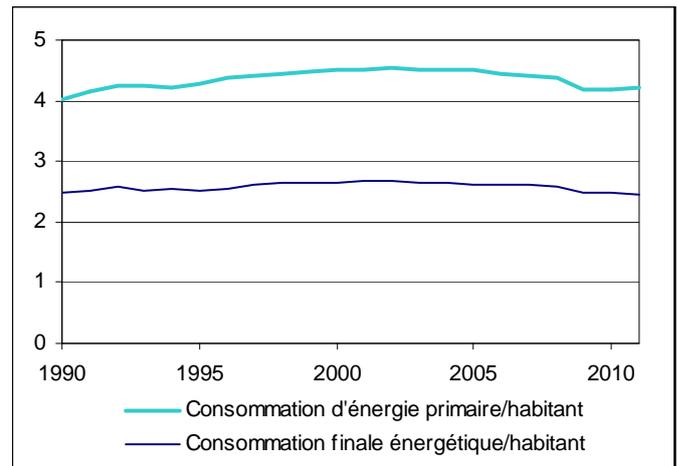
²⁶ L'intensité énergétique est le rapport entre la consommation d'énergie (primaire ou finale), corrigée des variations climatiques, au PIB exprimé en volume. Elle exprime donc la quantité d'énergie nécessaire à l'économie pour produire une unité de PIB. Pour l'énergie finale, on ne prend pas en compte les usages non énergétiques.

Consommations primaire et finale énergétique par unité de PIB et par habitant

En tep
Indice base 100 en 1990 corrigé des variations climatiques



En tep par habitant
Corrigé des variations climatiques



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

8 Émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie : baisse de 1,1 %

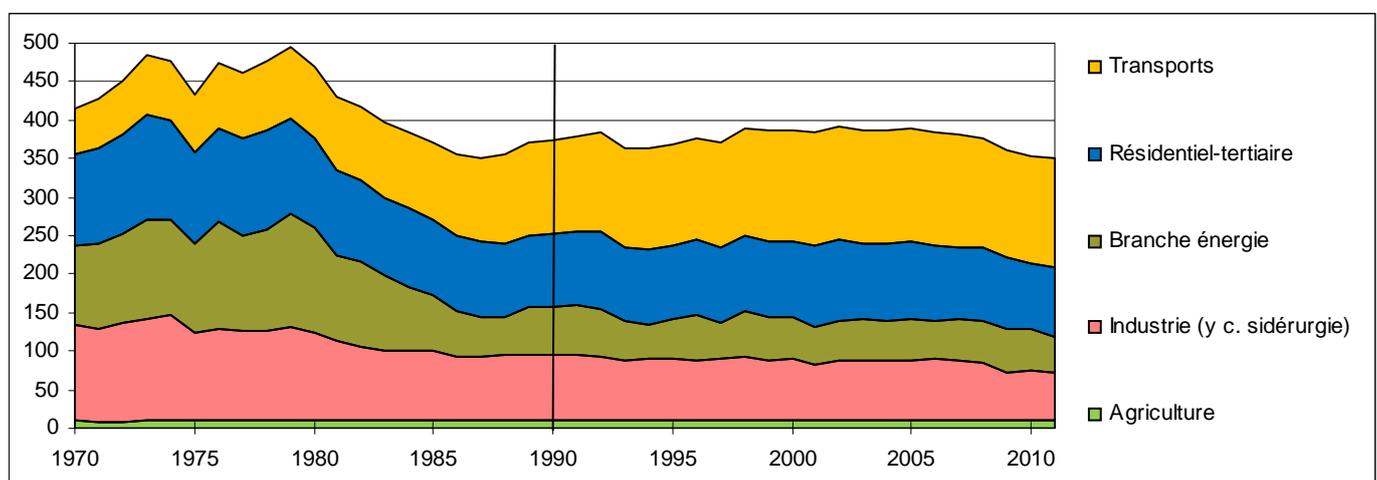
Le bilan de l'énergie fournit une première estimation des émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie. Bien entendu, ce calcul n'est pas aussi précis que celui qui est transmis aux instances internationales dans le cadre du protocole de Kyoto (*cf. encadré méthodologique*), mais il est disponible beaucoup plus tôt.

Selon ce calcul, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie diminuent de 6,7 % en 2011 en données réelles. Cependant, leur baisse n'est que de 1,1 % après correction des variations climatiques, du fait de la douceur des températures moyennes en 2011. La baisse est donc un peu moindre qu'en 2010 (- 1,8 %). Après un « plateau » de 1998 à 2007, ces émissions corrigées des variations climatiques diminuent désormais franchement : elles ont reculé de 8,4 % par rapport à 2007, et de 6,3 % par rapport à 1990.

D'après les chiffres provisoires du rapport national d'inventaire des émissions, l'émission moyenne annuelle sur la période 2008-2010 des gaz à effet de serre (GES) autres que le CO₂ est 13 % inférieure à celle de l'année 1990. La France s'était engagée à stabiliser ses émissions annuelles totales de GES sur la période 2008-2012 au niveau de celles de 1990. Manifestement, elle est en passe de faire nettement mieux que son engagement. Le développement des énergies renouvelables, les effets des politiques publiques en matière d'efficacité énergétique, mais également une conjoncture économique difficile et l'envolée des prix des hydrocarbures ont contribué à ce résultat.

Émissions de CO₂ par secteur

Données corrigées des variations climatiques, en Mt CO₂



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Entre 2010 et 2011, l'évolution des émissions de CO₂ varie fortement selon les secteurs. La croissance du secteur des transports se répercute sur les émissions de CO₂ : elles sont en hausse de 1,6 %. Dans le secteur résidentiel-tertiaire, les émissions augmentent de 3,5 %, après deux années consécutives de baisse sensible : - 7,8 % en 2010 et - 2,7 % en 2009. Cela tient pour une large part à un phénomène d'anticipation lié à l'évolution du prix du fioul domestique, expliqué en partie 6.2 du bilan. Malgré une production industrielle en hausse de + 2,9 %, la consommation finale énergétique de l'industrie est en baisse sensible, de - 2,7 %. C'est particulièrement vrai pour les énergies émettrices de CO₂. Par conséquent, les émissions du secteur de l'industrie reculent plus fortement, de 5,3 %. Enfin, les émissions dues à la production d'électricité (calculées non corrigées des variations climatiques) ont fortement baissé, de - 20,7 %. En effet, d'une part, les centrales thermiques classiques ont été moins sollicitées en 2011 en raison de la douceur du climat. D'autre part, ces centrales ont privilégié le gaz naturel au charbon et au fioul. La baisse des émissions de CO₂ des centrales thermiques classiques explique la totalité de la chute des émissions de la branche énergie, - 10,2 %.

Émissions de CO₂ dues à l'énergie

Données corrigées des variations climatiques, en Mt CO₂

	1990	2009	2010	2011	Évolution 1990-2011 (en %)	Évolution 2010-2011 (en %)	Contribution à l'évolution 2010-2011 (en %)
Transports ¹	122	139	139	142	16,0	1,6	0,6
Résidentiel-tertiaire	95	93	86	89	-6,6	3,5	0,9
dont résidentiel	nd	70	66	68	nd	3,0	0,6
Industrie ² hors énergie	85	61	64	61	-28,7	-5,3	-1,0
Agriculture	11	11	11	11	0,5	-1,0	0,0
Branche énergie	61	56	54	48	-20,3	-10,2	-1,6
dont production d'électricité	39	32	34	27	-30,5	-20,7	-2,0
Total	374	360	354	350	-6,3	-1,1	-1,1

¹ Hors émissions des transports internationaux maritimes, y compris transports internationaux aériens.

² Hors combustibles destinés à l'auto-production d'électricité. (production d'électricité en complément d'une activité principale, par exemple industrielle)

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Méthodologie du calcul simplifié des émissions dues à l'énergie

Les émissions de CO₂ calculées par le SOeS sont celles issues de la combustion d'énergie fossile. Elles représentent 95 % des émissions totales de CO₂ et environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre.

Le SOeS applique des facteurs d'émissions moyens aux consommations d'énergies fossiles (produits pétroliers, gaz et combustibles minéraux solides), hors usages non énergétiques. Les inventaires officiels en matière d'émissions de gaz à effet de serre, et de CO₂ en particulier, font appel à une méthodologie beaucoup plus complexe, nécessitant des données plus détaillées, qui seront disponibles plus tard.

Il faut également signaler des différences de périmètre :

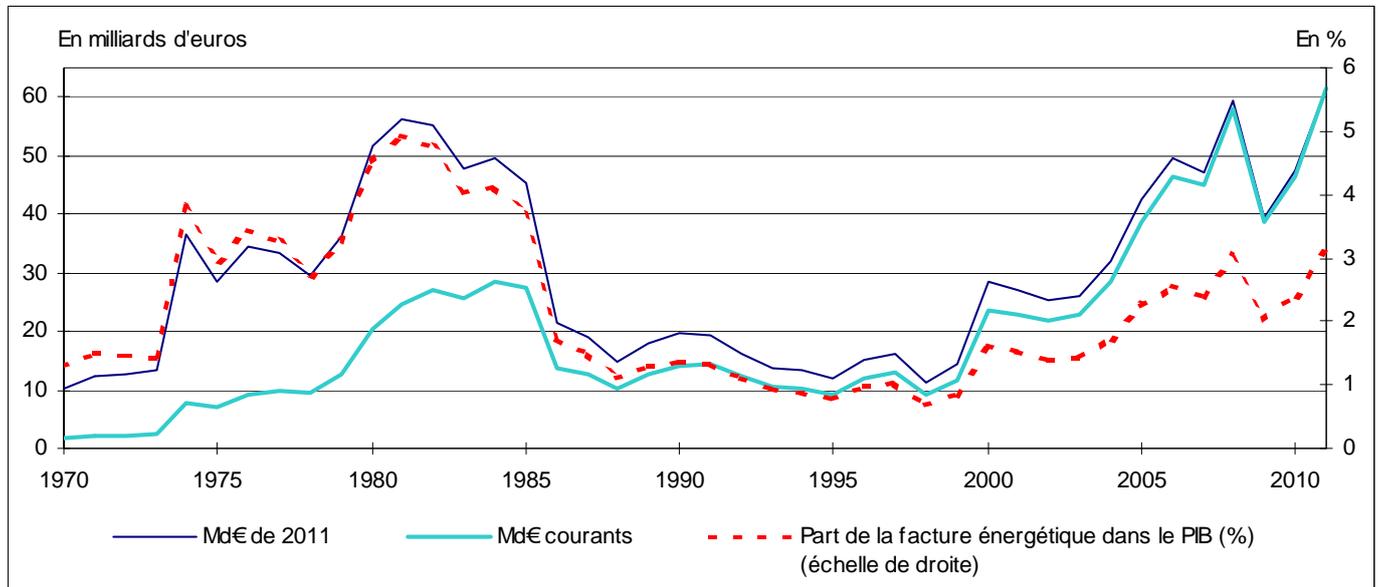
- les émissions des déchets non renouvelables utilisés comme combustibles sont comptabilisées dans les inventaires officiels mais pas par le SOeS ;
- le SOeS prend en compte les émissions liées au transport international aérien, alors que les inventaires les excluent ;
- le SOeS ne prend pas en compte les émissions des départements d'outre-mer.

De plus, dans le bilan de l'énergie, les émissions dues à l'auto-production d'électricité sont comptabilisées dans le secteur de la branche énergie et non dans les secteurs qui consomment cette électricité, sauf dans le cas d'une auto-production des raffineries. Dans les inventaires, ces émissions sont affectées aux secteurs qui consomment l'électricité.

9 La facture énergétique s'envole de 32 % à plus de 61 milliards d'euros

À 61,4 Md€ en 2011, la facture énergétique de la France s'envole. Elle s'alourdit d'environ 15 Md€ en un an (+ 32 %) et dépasse le record établi en 2008. Elle pèse ainsi 3,1 % du PIB, après 2,4 % en 2010 et 2 % en 2009, contre seulement 1 % dans les années 1990. À elle seule, la facture énergétique représente 88 % du déficit commercial de la France.

Facture énergétique de la France



Source : SOeS d'après Douanes

La facture pétrolière se chiffre à plus de 50 Md€, en hausse de 14 milliards (+ 37 %). Cette augmentation provient pour plus des trois quarts des produits raffinés (+ 32 %) et pour le reste du pétrole brut (+ 40 %). Les importations de brut sont restées quasiment stables en tonnage, comme celles des produits raffinés. La forte progression de la facture pétrolière est liée à l'envolée du prix du Brent (*cf. chapitre 1.4*), passé de 79 \$/baril en moyenne en 2010 à plus de 111 \$/baril en 2011 (+ 40 %). Mécaniquement, le prix du brut importé et ceux des produits raffinés ont progressé respectivement, de 34 % et 29 % (prix moyens CAF à l'importation en €/t).

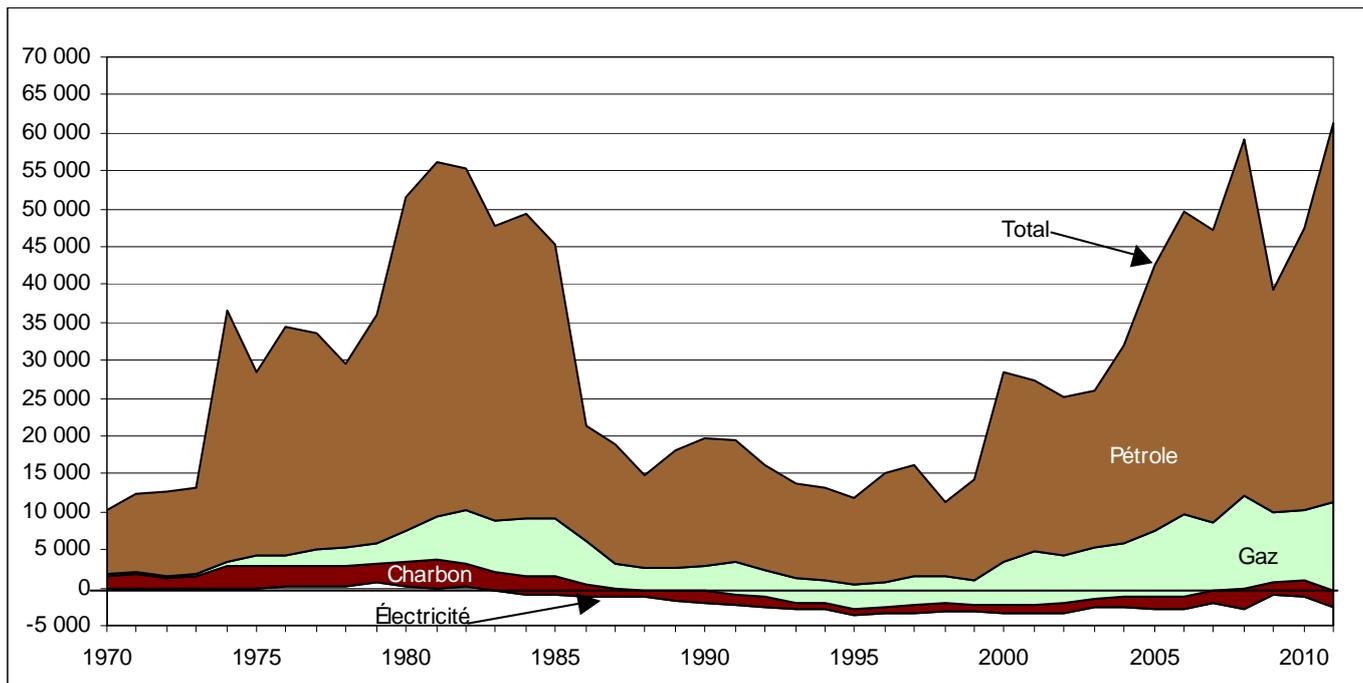
La facture gazière est également en forte progression : + 28 % sur un an, pour un total de plus 11,5 Md€. Cette tendance résulte de la hausse des prix qui touche à la fois les prix spot et les contrats à long terme, dont le prix fluctue en fonction de celui du brut (avec cinq mois de décalage). Les contrats à long terme représentent en France 71 % des entrées brutes.

La facture charbonnière atteint 2,3 Md€, en hausse de près 5,2 %, le prix moyen des importations augmentant de 26 %.

Seul le bon niveau des exportations d'électricité vient atténuer le déficit de la facture énergétique. L'excédent commercial dû aux échanges d'électricité en 2011 s'élève à 2,6 Md€, soit + 114 % par rapport à 2010.

La facture énergétique déclinée par type d'énergie

En millions d'euros 2011



Source : SOeS d'après Douanes

Le poids relatif de la facture énergétique dans les importations remonte à 15,7 %, soit deux points et demi de plus qu'en 2010. Le record de 2008 est approché sans être rejoint (16 %). En 2011, il fallait en moyenne 56 jours d'exportations pour compenser la facture énergétique, soit 13 jours de plus qu'en 2010. Il faut remonter à la période du second choc pétrolier (1985) pour trouver une facture énergétique plus lourde relativement au commerce extérieur.

Le commerce extérieur de l'énergie en 2011

En millions d'euros courants

	Importations CAF *			Exportations FAB *			Facture			
	2010	2011	2010-2011 (%)	2010	2011	2010-2011 (%)	2010	2011	2010-2011 (%)	2010-2011 (M€)
Combustibles minéraux solides	2 217	2 316	+ 4,5	54	40	- 25,4	2 163	2 276	+ 5,2	+ 113
Pétrole brut	26 747	37 516	+ 40,3	76	295	+ 286,7	26 671	37 221	+ 39,6	+ 10 550
Produits pétroliers raffinés	20 049	26 058	+ 30,0	10 155	13 046	+ 28,5	9 894	13 012	+ 31,5	+ 3 118
Total pétrole	46 796	63 575	+ 35,9	10 231	13 341	+ 30,4	36 565	50 233	+ 37,4	+ 13 668
Gaz	9 710	12 952	+ 33,4	706	1 423	+ 101,6	9 005	11 529	+ 28,0	+ 2 524
Pétrole et gaz	56 507	76 526	+ 35,4	10 937	14 764	+ 35,0	45 570	61 762	+ 35,5	+ 16 192
Électricité	1 713	971	- 43,3	2 936	3 591	+ 22,3	- 1 223	- 2 620	+ 114,2	- 1 397
Total	60 437	79 814	+ 32,1	13 926	18 395	+ 32,1	46 510	61 418	+ 32,1	+ 14 908

Source : SOeS d'après Douanes

Comparaison de la facture énergétique avec quelques agrégats économiques

	1973	1980	1985	1990	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Facture énergétique en milliards d'euros courants (CAF/FAB*)	2,6	20,3	27,5	14,2	23,5	38,7	58,1	38,7	46,5	61,4
Facture énergétique en milliards d'euros 2011	13,3	51,5	45,2	19,7	28,5	42,5	59,2	39,3	47,5	61,4
Part des importations d'énergie dans les importations totales (en %)	12,4	26,4	22,1	9,4	9,6	13,1	16,0	12,5	13,2	15,7
Nombre de jours d'exportations totales pour couvrir la facture énergétique	nd	99,0	72,8	28,8	26,4	39,7	50,8	40,8	43,3	55,9
Part de la facture énergétique dans le PIB total (en %)	1,4	4,6	3,7	1,4	1,6	2,2	3,0	2,0	2,4	3,1
Cours moyen du dollar en euros	0,68	0,64	1,37	0,83	1,09	0,80	0,68	0,72	0,76	0,72

* CAF : coût assurance et fret compris, FAB : franco à bord.

Source : SOeS d'après Douanes

Prix moyens CAF des énergies importées

En euros constants

	1973	1980	1985	1986	1990	1995	1997	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Combustibles minéraux solides (€/t)	115	107	131	105	76	62	69	59	85	86	85	130	103	114	141
Pétrole brut (€/t)	91	395	461	184	190	123	157	276	347	408	404	505	331	456	597
Produits pétroliers raffinés (€/t)	159	406	485	234	240	168	215	337	412	466	467	566	374	505	635
Gaz naturel (c€/kWh)	0,46	1,85	2,92	1,97	1,10	0,87	1,01	1,23	1,64	2,13	1,88	2,44	1,85	1,82	2,41

Source : SOeS d'après Douanes

Prix moyens CAF des énergies importées

En euros ou dollars courants

	1973	1980	1985	1986	1990	1995	1997	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Combustibles minéraux solides (€/t)	22	42	80	67	55	48	55	49	78	80	81	128	102	112	141
Pétrole brut :															
- en euro/tonne	18	155	281	118	136	97	126	228	316	381	386	495	326	446	597
- en \$/bl	4	33	28	15	22	17	19	29	54	65	72	99	62	81	113
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	31	160	295	150	172	132	174	278	375	435	446	555	369	494	635
Gaz naturel (c€/kWh)	0,09	0,73	1,77	1,26	0,79	0,68	0,82	1,02	1,49	1,99	1,80	2,39	1,83	1,78	2,41

Source : SOeS d'après Douanes

10 Des ménages affectés par la hausse des prix

En 2011, les prix de l'énergie se sont encore renchérissés : + 12,2 %, et même + 14,2 % pour les seuls carburants. Or, à court terme, la demande s'adapte difficilement. La dépense en carburant a donc augmenté de plus de 12 %. Elle s'élève désormais à près de 1 490 euros en moyenne par ménage.

A contrario, la dépense en énergie domestique s'est, malgré la hausse des prix, tassée de 3,4 %, à 1 540 euros, grâce au climat clémente qui a limité les dépenses en chauffage. Au total, la facture énergétique moyenne par ménage dépasse les 3 000 euros, comme au moment de la flambée des prix de 2008, et représente 7,7 % de leur budget.

La dépense globale pour l'ensemble des ménages français atteint ainsi le record de 85 Md€ courants, soit deux milliards de plus qu'en 2008.

Dépense moyenne en énergie par ménage

En euros courants par an (base 2005)

	2007	2008	2009	2010	2011
Électricité, gaz et autres combustibles	1 376	1 553	1 456	1 589	1 536
Carburant	1 366	1 482	1 202	1 326	1 489
Total énergie	2 742	3 035	2 658	2 915	3 025
Part dans la consommation des ménages					
Électricité, gaz et autres combustibles	3,6	4,0	3,8	4,1	3,9
Carburant	3,6	3,8	3,1	3,4	3,8
Total énergie	7,2	7,8	7,0	7,5	7,7
Part dans la consommation effective*					
Électricité, gaz et autres combustibles	2,8	3,1	2,9	3,1	2,9
Carburant	2,7	2,9	2,4	2,6	2,9
Total énergie	5,5	6,0	5,3	5,7	5,8

* y compris consommation à prise en charge collective.

Source : Insee, comptes nationaux base 2005, et SOeS

Bilans de l'énergie 2009-2010-2011

BILAN DE L'ÉNERGIE 2011

Unité : Mtep

CHARBON		PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRt et déchets	TOTAL
Houille PR	Lignite Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	0,06		0,90	1,02	0,50		H : 5,59 N : 115,29		15,59	138,94
Importations	8,96	0,87	64,41	40,36	41,44	-	0,82		0,53	157,38
Exportations	-0,04	-0,06	-0,46	-22,79	-3,36	-	-5,67		-0,16	-32,53
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+0,01	-0,00	+0,46	-0,10	-1,73	-			-	-1,37
Soutes maritimes internationales				-2,61						-2,61
TOTAL disponibilités (D)	9,80		65,30	15,87	36,86	-	116,03		15,96	259,82

Indépendance énergétique (P/D)	0,6%		2,4%		1,4%		104,2%		97,7%	53,5%
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage			64,69	-60,38	0,65		-0,09	0,29		5,16
Production d'électricité thermique	3,21	-		0,76	4,22	0,54	-4,65		2,08	6,16
Usages internes de la branche ¹	2,54	-2,03	-	-	0,47	-0,17		1,47 2,93	0,47	5,70
Pertes et ajustement	0,45	0,03	0,61	-0,78	0,97	0,03		79,74	0,24	81,28
TOTAL (A)	6,21	-1,99	65,30	-60,40	6,31	0,40	-4,74	84,43	2,79	98,30

-0,17

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie ²	1,43	2,37		0,04	0,54	0,67 -1,07		0,95	-	4,92
Industrie	1,12	0,34		5,16	9,60	-		9,49	2,15	27,88
Résidentiel	0,17	0,03		7,38	16,18	-		17,41	8,98	50,16
Tertiaire	0,11	-		4,22	5,73	-		7,59	0,74	18,39
Agriculture	-	-		3,29	0,23	-		0,64	0,05	4,21
Transports ³	-	-		46,45	0,09	-		1,05	2,43	50,02
TOTAL (B)	2,83	2,75		66,54	32,37	-0,40		37,13	14,35	155,57

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)	-	0,05		11,14	1,37	-				12,56
------------------	---	-------------	--	--------------	-------------	---	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	9,85		82,58		40,05		116,82		17,14	266,43
Dont corrections climatiques	0,04		1,41		3,19		0,80		1,18	6,61

Indice de rigueur climatique = 0,812

PR : produits de récupération H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire.

ENRt: énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique,...) et pompes à chaleur.

(1) : pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(2) pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(3) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

BILAN DE L'ÉNERGIE 2010

Unité : Mtep

CHARBON		PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRt et déchets	TOTAL
Houille PR	Lignite Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	0,11		0,90	0,95	0,63		H : 6,73 N : 111,67		17,18	138,17
Importations	10,90	0,93	64,12	40,89	41,90	-	1,67		0,36	160,78
Exportations	-0,08	-0,09	-	-23,02	-2,54	-	-4,32		-0,20	-30,25
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	-0,22	-0,04	+0,25	+0,30	+2,41	-			-	+2,69
Soutes maritimes internationales				-2,44						-2,44
TOTAL disponibilités (D)	11,51		65,26	16,68	42,39	-	115,76		17,34	268,95

Indépendance énergétique (P/D)	0,9%		2,3%		1,5%		102,3%		99,1%	51,4%
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage			64,59	-60,18	0,64		-0,11	0,29		5,23
Production d'électricité thermique	4,65	-		1,42	3,81	0,59	-5,29		1,98	7,15
Usages internes de la branche ¹	2,69	-2,16	-	-	0,52	-0,22		^{1,90} 2,77	0,47	5,97
Pertes et ajustement	0,54	0,04	0,68	-1,66	1,06	0,03		77,57	0,26	78,52
TOTAL (A)	7,88	-2,12	65,26	-60,42	6,03	0,40	-5,40	82,54	2,71	96,86

-0,98

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie ²	1,49	2,49		0,03	0,54	^{0,72} -1,12		0,90	-	5,06
Industrie	1,03	0,33		5,45	10,55	-		9,50	2,05	28,91
Résidentiel	0,17	0,04		7,04	15,80	-		18,20	8,61	49,86
Tertiaire	0,12	-		3,94	5,61	-		7,73	0,71	18,09
Agriculture	-	-		3,33	0,23	-		0,66	0,05	4,26
Transports ³	-	-		45,71	0,09	-		1,05	2,42	49,27
TOTAL (B)	2,81	2,86		65,50	32,81	-0,40		38,04	13,84	155,45

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)	-	0,06		10,65	1,33	-				12,04
------------------	---	-------------	--	--------------	-------------	---	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	11,48		80,99		40,16		115,17		16,55	264,35
Dont corrections climatiques	-0,03		-0,95		-2,23		-0,59		-0,80	-4,60

Indice de rigueur climatique = 1,133

PR : produits de récupération H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire.

ENRt: énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique,...) et pompes à chaleur.

(1) : pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(2) pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(3) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

BILAN DE L'ÉNERGIE 2009

Unité : Mtep

CHARBON		PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRt et déchets	TOTAL
Houille PR	Lignite Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	0,06		0,90	0,73	0,72		H : 6,06 N : 106,78		15,54	130,79
Importations	9,56	0,78	71,69	39,27	40,52	-	1,65		0,41	163,88
Exportations	-0,06	-0,41	-	-25,47	-1,92	-	-3,86		-0,27	-31,99
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+0,52	+0,30	+0,40	+0,20	-1,09	-			-	+0,34
Soutes maritimes internationales				-2,51						-2,51
TOTAL disponibilités (D)	10,75		72,99	12,21	38,23	-	110,63		15,69	260,51

Indépendance énergétique (P/D)	0,6%		1,9%		1,9%		102,0%		99,1%	50,2%
---------------------------------------	-------------	--	-------------	--	-------------	--	---------------	--	--------------	--------------

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage			72,33	-67,43	0,71		-0,10	0,38		5,89
Production d'électricité thermique	4,96	-		1,32	2,84	0,51	-4,96		1,69	6,36
Usages internes de la branche ¹	2,71	-2,21	-	0,08	0,57	-0,21		1,65 2,65	0,51	5,75
Pertes et ajustement	0,38	0,03	0,66	-0,15	0,03	-0,00		74,54	0,14	75,64
TOTAL (A)	8,06	-2,18	72,99	-66,17	4,16	0,29	-5,06	79,22	2,34	93,65

0,52

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie ²	0,83	2,40		0,03	0,43	0,61 -0,91		0,76	-	4,15
Industrie	0,93	0,34		5,67	10,50	-		9,30	2,11	28,86
Résidentiel	0,16	0,04		8,26	16,33	-		17,39	8,21	50,39
Tertiaire	0,11	-		4,58	5,77	-		7,44	0,66	18,56
Agriculture	-	-		3,55	0,22	-		0,63	0,05	4,45
Transports ³	-	-		45,56	0,08	-		1,06	2,46	49,17
TOTAL (B)	2,03	2,79		67,66	33,33	-0,29		36,57	13,49	155,58

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)	-	0,06		10,92	1,16	-				12,14
------------------	---	-------------	--	--------------	-------------	---	--	--	--	--------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	10,76		85,40		38,65		110,73		15,83	261,37
Dont corrections climatiques	0,01		0,20		0,41		0,10		0,14	0,86

Indice de rigueur climatique = 0,976

PR : produits de récupération H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire.

ENRt: énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique,...) et pompes à chaleur.

(1) : pour l'électricité, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

(2) pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur.

(3) Hors soutes maritimes internationales.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

CHARBON

Unité : kt

2009		2010		2011 p	
Houille Lignite-PR	Coke Agglomérés	Houille Lignite-PR	Coke Agglomérés	Houille Lignite-PR	Coke Agglomérés

APPROVISIONNEMENT

	2009	2010	2011 p
PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	147	261	149
Importations	15 459	17 633	14 510
Exportations	-96	-131	-61
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+864	-376	+32
Soutes maritimes internationales			
TOTAL disponibilités (D)	17 360	18 569	15 824

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

	2009	2010	2011 p
Raffinage			
Production d'électricité thermique	8 105	7 577	5 266
Usages internes de la branche	4 386	4 339	4 103
Pertes et ajustement	590	871	722
TOTAL (A)	13 081	12 787	10 091

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

	2009	2010	2011 p
Sidérurgie	1 343	2 410	2 309
Industrie	1 520	1 680	1 844
Résidentiel	263	273	271
Tertiaire	175	192	179
Agriculture	-	-	-
Transports (hors soutes)	-	-	-
TOTAL (B)	3 301	4 555	4 602

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)	-	68	68
------------------	---	----	----

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	17 369	18 519	15 893
<i>Dont corrections climatiques</i>	9	-50	69
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,98	1,13	0,81

PR : produits de récupération.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

PÉTROLE

Unité : kt

2009		2010		2011 p	
Brut	Raffiné	Brut	Raffiné	Brut	Raffiné

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	899	708	896	933	895	1 005
Importations	71 688	39 124	64 120	40 728	64 410	40 242
Exportations	-	-25 247	-	-22 876	-461	-22 729
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	+403	+180	+245	+300	+456	-112
Soutes maritimes internationales		-2 628		-2 549		-2 734
TOTAL disponibilités (D)	72 990	12 137	65 261	16 536	65 300	15 672

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage	72 328	-67 648	64 585	-60 390	64 689	-60 605
Production d'électricité thermique		1 360		1 447		770
Usages internes de la branche	-	78	-	-	-	-
Pertes et ajustement	662	1 459	676	-158	611	670
TOTAL (A)	72 990	-64 751	65 261	-59 101	65 300	-59 165

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie		27		31		34
Industrie		5 664		5 421		5 116
Résidentiel		8 165		6 950		7 287
Tertiaire		4 518		3 882		4 159
Agriculture		3 529		3 301		3 270
Transports (hors soutes)		44 377		44 545		45 295
TOTAL (B)		66 280		64 130		65 162

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)		10 807		10 568		11 063
------------------	--	---------------	--	---------------	--	---------------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	85 326	80 858	82 360
<i>Dont corrections climatiques</i>	199	-939	1 388
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,98	1,13	0,81

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

GAZ

Unité : GWh PCS

2009		2010		2011 p	
Naturel	Industriels	Naturel	Industriels	Naturel	Industriels

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	9 372		8 170		6 534	
Importations	526 187	-	544 169	-	538 143	-
Exportations	-24 896	-	-33 051	-	-43 572	-
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	-14 145	-	+31 257	-	-22 442	-
Soutes maritimes internationales						
TOTAL disponibilités (D)	496 518	-	550 545	-	478 663	-

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage	9 225		8 334		8 400	
Production d'électricité thermique	36 932	6 640	49 455	7 654	54 765	7 058
Usages internes de la branche	7 443	-2 748	6 763	-2 861	6 155	-2 147
Pertes et ajustement	369	-61	13 730	378	12 569	329
TOTAL (A)	53 969	3 831	78 283	5 171	81 888	5 240

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie	5 552	⁷⁹⁸⁴ -11815	6 966	⁹³²⁵ -14496	7 043	⁸⁶³⁷ -13876
Industrie	136 399	-	136 953	-	124 736	-
Résidentiel	212 017		205 193		210 103	
Tertiaire	74 962		72 808		74 385	
Agriculture	2 850	-	2 975	-	2 990	-
Transports (hors soutes)	1 100	-	1 150	-	1 175	-
TOTAL (B)	432 881	-3 831	426 044	-5 171	420 431	-5 240

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)	15 046	-	17 243	-	17 767	-
------------------	---------------	----------	---------------	----------	---------------	----------

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	501 895		521 569		520 087	
Dont corrections climatiques	5 378		-28 976		41 423	
Indice de rigueur climatique	0,98		1,13		0,81	

(1) pour la sidérurgie, on distingue en positif la consommation de gaz industriels et en négatif la production brute de gaz de haut-fourneau et la production de gaz de convertisseur

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

ÉLECTRICITÉ

Unité : GWh

2009		2010		2011 p	
Production brute	Consommation	Production brute	Consommation	Production brute	Consommation

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	H : 70488 N : 409736		H : 78237 N : 428519		H : 64991 N : 442383	
Importations	19 213		19 475		9 501	
Exportations	-44 913		-50 206		-65 914	
Stocks (+=déstockage, -=stockage)						
Soutes maritimes internationales						
TOTAL disponibilités (D)	454 524		476 024		450 961	

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage	-1 171	4 411	-1 250	3 358	-1 097	3 371
Production d'électricité thermique	-57 678		-61 565		-54 032	
Usages internes de la branche ¹		19179 30807		22135 32244		17140 34022
Pertes et ajustement		34 879		31 953		29 052
TOTAL (A)	-58 849	89 276	-62 815	89 690	-55 129	83 585

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie		8 782		10 464		11 020
Industrie		108 125		110 486		110 369
Résidentiel		202 189		211 662		202 460
Tertiaire		86 563		89 849		88 272
Agriculture		7 345		7 623		7 487
Transports (hors soutes)		12 286		12 224		12 171
TOTAL (B)		425 290		442 308		431 780

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)						
------------------	--	--	--	--	--	--

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	455 717	469 183	460 235
<i>Dont corrections climatiques</i>	1 193	-6 841	9 274
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,98	1,13	0,81

H : Hydraulique, éolien, photovoltaïque N : Nucléaire.

(1) : dans la branche énergie, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie (cokeries, usines à gaz) et de l'enrichissement d'uranium, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

ÉNERGIES RENOUVELABLES THERMIQUES ET DÉCHETS

Unité : ktep

2009	2010	2011 p
------	------	--------

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	15 543	17 182	15 589
Importations	413	363	528
Exportations	-267	-201	-156
Stocks (+=déstockage, -=stockage)	-	-	-
Soutes maritimes internationales			
TOTAL disponibilités (D)	15 689	17 344	15 961

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage	-	-	-
Production d'électricité thermique	1 686	1 984	2 076
Usages internes de la branche	511	466	475
Pertes et ajustement	141	257	235
TOTAL (A)	2 338	2 707	2 787

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie	-	-	-
Industrie	2 110	2 054	2 151
Résidentiel	8 213	8 612	8 981
Tertiaire	656	707	742
Agriculture	48	49	49
Transports (hors soutes)	2 463	2 418	2 427
TOTAL (B)	13 490	13 839	14 350

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)	-	-	-
------------------	---	---	---

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)	15 828	16 546	17 136
<i>Dont corrections climatiques</i>	139	-797	1 175
<i>Indice de rigueur climatique</i>	0,98	1,13	0,81

Nota : hydraulique, éolien et photovoltaïque non inclus.

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Bilan électrique dans les DOM en 2010

BILAN ÉLECTRIQUE DANS LES DOM EN 2010

Unité : GWh

Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		Total DOM	
Production brute	Consommation								

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)	54		1		469		630		1 154	
Importations	-		-		-		-		-	
Exportations	-		-		-		-		-	
TOTAL disponibilités (D)	54		1		469		630		1 154	

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production d'électricité thermique	-1 884		-1 734		-343		-2 065		-6 026	
Usages internes de la branche ¹		12 95		18 98		15 25		7 124		52 342
Pertes et ajustement		54		99		27		105		286
TOTAL (A)	-1 884	162	-1 734	216	-343	67	-2 065	236	-6 026	681

Consommation finale énergétique (non corrigée du climat)

Sidérurgie		-		-		-		-		-
Industrie		399		287		119		595		1 400
Résidentiel Tertiaire		1 237		1 021		582		1 744		4 585
dont résidentiel		906		673		286		1 115		2 980
dont tertiaire		332		348		296		629		1 605
Agriculture		1		4		1		18		23
Transports (hors soutes)		-		-		1		1		2
Non affecté		138		208		42		101		489
TOTAL (B)		1 775		1 520		745		2 460		6 500

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)		-		-		-		-		-
------------------	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---

Consommation totale d'énergie primaire (non corrigée du climat)

TOTAL non corrigé (A+B+C)	54		1		469		630		1 154	
----------------------------------	-----------	--	----------	--	------------	--	------------	--	--------------	--

(P) : Hydraulique, éolien et photovoltaïque

(1) : dans la branche énergie, on distingue à gauche la consommation des producteurs d'énergie, et à droite la consommation interne des centrales électriques (auxiliaires, transformateurs primaires) et la consommation de pompage

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Annexes méthodologiques

Annexe 1 - Contenu des postes du bilan de l'énergie

CHARBON		PÉTROLE		GAZ		ÉLECTRICITÉ		ENRt	TOTAL
Houille PR	Lignite Coke Agglomérés	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consom- mation		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)		(8)	

APPROVISIONNEMENT

PRODUCTION ÉNERGIE PRIMAIRE (P)			(21)	(29)			H : (20) N :			
Importations			(22)	(30)						
Exportations				(27)						
Stocks (+=déstockage, -=stockage) (9)	(23)	(24)	(25)	(26)	(28)					
Soutes maritimes internationales										
TOTAL disponibilités (D)										

Indépendance énergétique (P/D) (10)										
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

EMPLOIS

Consommation de la branche énergie

Raffinage			(31)	(32)			(45)			
Production d'électricité thermique (11)	(33)			(34)	(35)		(46)			(49)
Usages internes de la branche	(37)	(38)	(48)	(39)	(40)	(41)	(42)		(42 bis)	
Pertes et ajustement (12)	(43)			(44)			(47)			
TOTAL (A)										

Consommation finale énergétique (corrigée du climat)

Sidérurgie						(55)				
Industrie					(54)					
Résidentiel Tertiaire	(51)			(52)	(53)					
Agriculture					(61)		(56)			
Transports (*) (13)				(50)			(62)			
TOTAL (B)										

Consommation finale non énergétique

TOTAL (C)		(57)		(58)	(59)	(60)				
------------------	--	------	--	------	------	------	--	--	--	--

Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)

TOTAL corrigé (A+B+C)										
<i>Dont corrections climatiques</i>										

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Énergies

(1) Houille, lignite et PR (produits de récupération).

(2) Coke, agglomérés : sont inclus les briquettes de lignite, le semi-coke, les goudrons de houille et les brais de houille.

(3) Pétrole brut : correspond au pétrole à traiter en raffinerie, soit pétrole brut, condensats et autres produits à distiller.

(4) Pétrole raffiné : produits issus du raffinage du pétrole brut et hydrocarbures extraits du gaz naturel ; est compris, en particulier, le GPL distribué en bouteilles, en vrac ou canalisé.

(5) Gaz naturel : y compris le grisou. Le GPL distribué en réseau est comptabilisé dans les produits pétroliers raffinés.

(6) Gaz industriels : gaz de cokerie, gaz de haut-fourneau et gaz de convertisseur.

(7) Électricité : la production prise en compte est la production « brute », c'est-à-dire avant déduction des consommations des auxiliaires et des transformateurs primaires. Par ailleurs, on appelle « **énergie électrique appelée** » ou « **consommation intérieure d'électricité** » le total des productions brutes d'électricité (case (20) d'une part, cases (45) et (46) avec le signe inversé d'autre part), dont sont déduits le solde exportateur et les usages internes indiqués en partie droite de la case (42).

(8) EnRt : énergies renouvelables thermiques, autres qu'électricité hydraulique ou marémotrice, électricité éolienne, solaire photovoltaïque et géothermie (haute température) qui sont comptées au titre de l'électricité. Voir aussi l'annexe 2.

Approvisionnement

Comprend, pour les **formes primaires** de l'énergie, la production nationale, le commerce extérieur et les variations de stocks ; pour les **formes dérivées**, le commerce extérieur et les variations de stocks.

(9) Variation de stocks : des producteurs d'énergie, des importateurs, des transformateurs et des utilisateurs finals (lorsqu'ils sont connus). Les stockages sont précédés du signe « », les déstockages du signe « + ».

(10) Indépendance énergétique : rapport, pour une énergie donnée, entre la production d'énergie primaire (P) et le total des disponibilités (D).

(20)

H : production hydraulique brute (avant déduction de la consommation des auxiliaires et des transformateurs primaires), y compris celle des auto-producteurs. Les consommations de pompages ne sont pas déduites. Sont également prises en compte dans ce poste les productions d'électricité éolienne, marémotrice, solaire photovoltaïque et géothermique (haute température) qui ne sont pas comptées au titre des EnRt.

N : production nucléaire brute (avant déduction de la consommation des auxiliaires et des transformateurs primaires).

(21) Production française de pétrole brut.

(22) Importations de pétrole brut (y compris pour traitement à façon).

(23) Variation des stocks des producteurs, transformateurs et des gros consommateurs (producteurs d'électricité, sidérurgie).

(24) Variation des stocks des producteurs et de la sidérurgie.

(25) Variation des stocks de brut.

(26) Variation des stocks de produits finis et intermédiaires de raffineries + variation de stocks de la distribution et d'EDF.

(27) Exportations de produits pétroliers raffinés y compris au titre du façonnage pour compte étranger.

(28) Stockage-déstockage déclarés par les gestionnaires de stockage de gaz naturel.

(29) Hydrocarbures extraits du gaz naturel, huiles régénérées et part non-biocarburant des additifs (isobutène inclus dans l'ETBE).

(30) Importations de produits raffinés.

Emplois

Sont comptabilisés les usages, à des fins énergétiques ou non, des produits figurant en colonne. Les consommations de chauffage font l'objet de corrections des variations climatiques (cf. annexe 4). Dans cette partie du bilan, les consommations sont comptabilisées positivement, les productions sont précédées du signe (-).

(11) Production d'électricité thermique : consommation de combustibles utilisés pour la production thermique classique (comprend aussi les combustibles utilisés pour la production d'électricité au titre d'une activité secondaire, par exemple dans l'industrie). La consommation des combustibles utilisés pour produire de l'électricité par les raffineries est mise dans la ligne « raffinage » (incluse dans la case 45).

(12) Pertes et ajustements : ce poste comprend les pertes de réseau (électricité) et les « ajustements statistiques » par énergie correspondant à l'écart entre le total des emplois (A + B + C - les corrections climatiques) et le total des disponibilités (D).

(13) Transports : y compris soutes aériennes internationales, hors soutes maritimes internationales (qui sont également retirées de l'approvisionnement).

Consommation de la branche énergie

(31) Pétrole brut distillé, comprend : les importations de pétrole brut (y compris pour traitement à façon) + la production nationale de pétrole brut + les produits à redistiller + les variations de stocks de pétrole brut.

(32) Production nette des raffineries, soit pétrole brut distillé (poste 31) moins les consommations propres des raffineries et les pertes, moins le soufre produit en raffinerie. La consommation de produits pétroliers pour auto-production d'électricité des raffineries est incluse dans ses consommations propres.

(33) Houille et lignite consommés par les centrales thermiques et industrielles.

(34) Produits pétroliers consommés par les centrales thermiques et les centrales industrielles (sauf les raffineries).

(35) Gaz naturel consommé pour la production d'électricité par les centrales thermiques y compris les centrales industrielles.

(37) Enfournement de houille en cokerie et en usines d'agglomération.

(38) Production des cokeries et des usines d'agglomération y compris la consommation de brais de houille.

Remarque : la différence entre les cases (37) et (38) comprend les pertes à la transformation de houille en coke et en agglomérés, ainsi que les productions fatales issues de cette transformation (goudrons et gaz). Ces éléments sont donc inclus, sous forme de houille, dans la case (37). La production de gaz de cokeries est incluse en case (41).

(39) Consommation de produits pétroliers des producteurs d'énergie sauf les raffineries et les centrales électriques : cokeries, usines à gaz.

(40) Usages internes (consommation des compresseurs, chauffage des locaux...) plus le solde des échanges de gaz (fourniture du grisou aux cokeries minières, réception de GPL mélangé au gaz dénitrogéné...).

(41) Ce poste ne concerne pas les gaz de haut-fourneau, sauf pour les livraisons de ces gaz aux cokeries. On y ajoute les consommations pour chauffage des fours et autres utilisations internes (chauffage des chaudières, des locaux...) plus le solde des échanges de gaz moins la production brute de gaz industriels (toujours hors gaz de haut-fourneau).

(42) Comprend la consommation d'électricité d'Eurodif et des producteurs d'énergie (y compris cokeries, usines à gaz, agglomération), mais pas celle des raffineries (qui fait l'objet d'une case spécifique), ni celle du secteur « eau et chauffage urbain ». La consommation interne des centrales électriques (auxiliaires et transformateurs primaires) ainsi que l'électricité utilisée pour le relevage de l'eau (consommation de pompage) figurent à droite de la case.

(42 bis) Autoconsommation en EnRt des unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM).

(43) Ajustement statistique, y compris pertes de transports et manutention (pertes à la transformation, cf. cases (37) et (38)).

(44) Ajustements (entre disponibilités et emplois connus).

(45) Autoproduction d'électricité des raffineries.

(46) Ensemble de la production thermique classique brute d'électricité, hormis celle des raffineries (comptée en 45).

(47) Pertes du réseau électrique (pertes en ligne et pertes de transformation). Ce poste ne comprend pas les pertes directement liées au processus de production d'électricité qui sont incluses dans la partie droite de la case (42).

(48) Produits recyclés en distillation primaire.

(49) Ce poste tient aux écarts entre les coefficients de valorisation des combustibles primaires utilisés pour la production d'électricité thermique classique et la valorisation de l'électricité produite.

Consommation finale énergétique (corrigée des variations climatiques)

Dans cette partie du bilan figure une ventilation des consommations d'énergie, uniquement pour des usages énergétiques, réparties selon la nature des utilisateurs finals. Ces consommations sont présentées corrigées des variations climatiques.

Dans l'industrie, l'énergie utilisée pour la production d'électricité est comptabilisée dans la partie « consommation de la branche énergie, production d'électricité thermique » (case n°11).

(50) L'avitaillement des avions civils (français ou étrangers), dit également « soutes aériennes internationales », est inclus dans ce poste. En revanche, les « soutes maritimes internationales » sont exclues du bilan de l'énergie.

(51) Comprend principalement les consommations de charbon des réseaux de chaleur, quels que soient les clients de ces réseaux, résidentiel, tertiaire ou petite industrie, et les consommations « directes » de charbon des secteurs résidentiel et tertiaire.

(52) Les consommations pour des usages militaires sont incluses dans ce poste.

(53) et (54) Les consommations sont par définition égales aux livraisons minorées des variations de stocks entre le début et la fin de la période considérée. Faute d'information sur les variations de stocks, les consommations sont simplement approchées par les livraisons. Les boulangeries, pâtisseries et abattoirs sont inclus dans l'industrie.

(55) En haut à gauche de la case : consommation de gaz industriels ; en bas à droite : production brute de gaz de haut-fourneau et production récupérée de gaz de convertisseur.

(56) Électricité utilisée dans l'agriculture.

(61) Vente de gaz naturel à l'agriculture.

(62) Comprend essentiellement la consommation d'électricité haute tension des transports ferroviaires (SNCF, RATP et autres).

Consommation finale non énergétique

(57) Consommation de goudrons de houille utilisés à des fins non énergétiques. Ces goudrons sont issus de la production fatale à la transformation, cf. cases (37) et (38).

(58) Les produits pétroliers utilisés dans la pétrochimie sont principalement le GPL, le naphta, le gazole. L'autoconsommation des vapocraqueurs est comptée dans l'industrie. Les usages non énergétiques des produits pétroliers sont notamment les suivants : bitume pour les routes, lubrifiants pour les moteurs.

(59) et (60) Usages du gaz en tant que matière première dans les industries chimiques et parachimiques.

Consommation totale d'énergie primaire

Elle correspond à l'ensemble des consommations d'énergie sous forme primaire (c'est-à-dire avant transformation) ou sous forme dérivée.

Par construction, pour une énergie donnée, il n'y a pas d'écart entre le total des emplois (A + B + C - corrections climatiques) et le total des disponibilités (D), l'ajustement ayant été fait sur le poste « pertes et ajustements » du bilan.

Nomenclature des secteurs consommateurs

Dans la partie « Emplois » du bilan, les consommations d'énergie sont ventilées entre des secteurs consommateurs de la nomenclature des consommations énergétiques (codes NCE¹) :

- branche énergie : E01 à E06, E08^{p2}, E09
- sidérurgie : E16
- industrie : E12 à E14, E18 à E39
- résidentiel : E08^p, E52 (comporte également des postes hors nomenclature tels que les consommations énergétique des ménages)
- tertiaire : E07, E08^p, E45 à E51, E53
- transports : comprend notamment E40 à E44
- agriculture-pêche : E10, E11.

Il faut préciser que le bilan de l'énergie s'intéresse à la fonction de transport, c'est-à-dire à tous les véhicules. Ce secteur couvre tous les transports de personnes et de marchandises pour compte propre ou compte d'autrui. Les consommations des gares et des aéroports sont exclues, elles relèvent du secteur tertiaire. À l'inverse, les consommations de carburants des véhicules de la branche énergie sont également comptées dans le secteur transports ; elles sont donc considérées comme une consommation finale.

Les consommations d'énergie (souvent du fioul) du machinisme (agricole, industriel, travaux publics...) sont comptabilisées dans les secteurs correspondants plutôt que dans le secteur transport, qui ne s'intéresse pas au déplacement sur le domaine non routier. Les consommations des bateaux de pêche sont comptabilisées dans le secteur agriculture-pêche, dans la mesure où le déplacement des bateaux est un moyen de production (se rendre sur les lieux où se trouvent les poissons) et non une « fin ».

¹ Cf. annexe 5 pour la correspondance avec la nomenclature d'activités française.

² (p) : partiel. Le bilan de l'énergie affecte la consommation des combustibles utilisés dans les réseaux de chaleur au secteur final qui consomme cette chaleur (principalement résidentiel et tertiaire). En cas de cogénération, la partie du combustible utilisée pour la production d'électricité est affectée à la ligne production d'électricité du bilan (ligne production d'électricité thermique).

Annexe 2 - Définitions

Consommation

Consommation d'énergie finale : consommation d'énergie finale - nette des pertes de distribution (exemple : pertes en lignes électriques) - de toutes les branches de l'économie, à l'exception des quantités consommées par les producteurs et transformateurs d'énergie (exemple : consommation propre d'une raffinerie). La consommation finale énergétique exclut les énergies utilisées en tant que matière première (dans la pétrochimie ou la fabrication d'engrais par exemple).

Consommation d'énergie primaire : consommation finale + pertes + consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (branche énergie). La consommation d'énergie primaire permet de mesurer le taux d'indépendance énergétique national, alors que la consommation d'énergie finale sert à suivre la pénétration des diverses formes d'énergie dans les secteurs utilisateurs de l'économie.

Consommation corrigée des variations climatiques : consommation corrigée des effets des températures basses (voir méthode en annexe 4). La consommation observée avant toute correction est en général appelée consommation réelle.

Électricité

Électricité primaire : électricité d'origine nucléaire, hydraulique, éolienne, solaire photovoltaïque et géothermique (haute température).

Production brute d'électricité : production mesurée aux bornes des groupes des centrales ; comprend par conséquent la consommation des services auxiliaires et les pertes dans les transformateurs des centrales.

Production nette d'électricité : production mesurée à la sortie des centrales, c'est-à-dire déduction faite de la consommation des services auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales.

Énergie

Énergie primaire : énergie brute, c'est-à-dire non transformée après extraction (houille, lignite, pétrole brut, gaz naturel, électricité primaire).

Énergie secondaire ou dérivée : toute énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire (en particulier électricité d'origine thermique).

Énergie finale ou disponible : énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer, gaz pour chauffer une serre...).

Énergies renouvelables : par convention, dans le présent ouvrage, l'acronyme EnRt s'applique aux énergies renouvelables, dites thermiques, autres que l'électricité hydraulique, éolienne, marémotrice, le solaire photovoltaïque et la géothermie à haute température. Les EnRt comprennent, d'une part, des énergies non commercialisées, telles que le bois de chauffage ramassé, d'autre part, le bois de chauffage commercialisé, les déchets urbains et industriels biodégradables (quelle que soit leur nature), la géothermie valorisée sous forme de chaleur, le solaire thermique actif, les résidus de bois et de récoltes, les biogaz, les biocarburants et les pompes à chaleur. Dans les bilans de l'énergie, l'électricité primaire d'origine hydraulique (y compris la « petite hydraulique »), éolienne, solaire photovoltaïque et géothermique (haute température), bien que « renouvelable », est classée dans la colonne « Électricité ».

EnRt : voir Énergies renouvelables.

Pouvoir calorifique

Quantité de chaleur dégagée par la combustion complète de l'unité de combustible considéré. La notion de pouvoir calorifique ne s'applique donc qu'aux combustibles. On distingue notamment :

- pouvoir calorifique supérieur (PCS) qui donne le dégagement maximal théorique de la chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion ;
- pouvoir calorifique inférieur (PCI) qui exclut de la chaleur dégagée la chaleur de condensation de l'eau supposée restée à l'état de vapeur à l'issue de la combustion.

Nota : dans la pratique, la différence entre PCS et PCI est de l'ordre de grandeur suivant :

Gaz naturel : 10 %

Gaz de pétrole liquéfié : 9 %

Autres produits pétroliers : 7 - 8 %

Combustibles solides : 2 - 5 %

Taux d'indépendance énergétique

Rapport entre la production nationale d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et les disponibilités totales en énergies primaires, une année donnée. Ce taux peut se calculer pour chacun des grands types d'énergies ou globalement toutes énergies confondues. Un taux supérieur à 100 % (cas de l'électricité) traduit un excédent de la production nationale par rapport à la demande intérieure et donc un solde exportateur.

Annexe 3 - Équivalences énergétiques

Les équivalences énergétiques utilisées sont celles que recommandent les organisations internationales concernées (Agence internationale de l'énergie (AIE), Eurostat). Le tableau ci-après précise les coefficients d'équivalence entre unité propre et tep. Ces coefficients sont systématiquement utilisés dans les publications officielles françaises.

Énergie	Unité physique	Gigajoules (GJ) (PCI)	Tep (PCI)
Charbon			
Houille	1 t	26	26/42 = 0,619
Coke de houille	1 t	28	28/42 = 0,667
Agglomérés et briquettes de lignite	1 t	32	32/42 = 0,762
Lignite et produits de récupération	1 t	17	17/42 = 0,405
Pétrole brut et produits pétroliers			
Pétrole brut, gazole/fioul domestique, produits à usages non énergétiques	1 t	42	1
GPL	1 t	46	46/42 = 1,095
Essence moteur et carburacteur	1 t	44	44/42 = 1,048
Fioul lourd	1 t	40	40/42 = 0,952
Coke de pétrole	1 t	32	32/42 = 0,762
Électricité			
Production d'origine nucléaire	1 MWh	3,6	0,086/0,33 = 0,260606...
Production d'origine géothermique	1 MWh	3,6	0,086/0,10 = 0,86
Autres types de production, échanges avec l'étranger, consommation	1 MWh	3,6	3,6/42 = 0,086
Bois	1 stère	6,17	6,17/42 = 0,147
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	3,24/42 = 0,077

Source : AIE, Eurostat

Pour l'électricité, trois cas sont distingués :

- l'électricité produite par une centrale **nucléaire** est comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 33 % ; le coefficient de substitution est donc $0,086/0,33 = 0,260606\dots$ tep/MWh ;
- l'électricité produite par une centrale à **géothermie** est aussi comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, mais avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 10 % ; le coefficient de substitution est donc $0,086/0,10 = 0,86$ tep/MWh ;
- toutes les **autres formes d'électricité** (production par une centrale thermique classique, hydraulique, éolienne, marémotrice, photovoltaïque, etc., échanges avec l'étranger, consommation) sont comptabilisées selon la méthode du « contenu énergétique à la consommation », avec le coefficient 0,086 tep/MWh.

Annexe 4 - Méthode de correction des variations climatiques

La consommation d'énergie dépend de la température extérieure : chauffage quand il fait froid, climatisation quand il fait chaud. On peut souhaiter neutraliser ce facteur exogène quand on analyse les évolutions annuelles de la consommation.

Pour cela, on choisit une référence, par exemple un climat « moyen » sur longue période, et on estime la consommation qui aurait eu lieu si les températures de l'année avaient correspondu à ce climat « normal ».

Dans le bilan de l'énergie, seule l'influence des températures basses sur la consommation de chauffage est « neutralisée ». La correction des variations climatiques ne tient pas compte de l'influence des températures élevées sur la consommation des ventilateurs et des climatiseurs. Cette consommation est encore faible même si elle est en progression.

Dès lors, on distingue :

- la consommation brute, dite encore « à climat réel », ou « non corrigée des variations climatiques »
- et la consommation corrigée des variations climatiques, ou « à climat normal ».

La méthode de correction des variations climatiques présentée ci-dessous est mise en œuvre depuis le bilan de l'année 2005.

Calcul de l'indice de rigueur

La correction des variations climatiques se fonde sur la notion de degré-jour unifié (DJU).

Pour chaque jour de l'année, on compare la température observée à un seuil, évalué à 17°C. Plus précisément, on calcule T, moyenne des extrêmes des températures sur une journée :

$$T = (T_{\min} + T_{\max}) / 2.$$

Le nombre de degrés-jours de cette journée est égale à $17 - T$ si $T < 17^\circ\text{C}$, à 0 sinon.

On calcule ensuite DJU, somme des degrés-jours de tous les jours de la « saison de chauffe », période de l'année qui va de janvier à mai et d'octobre à décembre inclus.

En pratique, ce calcul est réalisé pour 22 stations météorologiques, soit une par région métropolitaine. Les résultats de chaque station sont pondérés par la population de la région au recensement de 1999.

On a par ailleurs DJU_0 , moyenne des DJU sur la période de référence.

Le ratio DJU/DJU_0 est appelé indice de rigueur de l'année, et noté I_R . Cet indice de rigueur est fonction du seuil, choisi arbitrairement à 17°C. En réalité, l'indice de rigueur, et donc la correction, sont peu affectés par le choix du seuil.

Si I_R est supérieur à 1, l'année considérée a été plus rigoureuse qu'une année moyenne de la période de référence. La consommation de chauffage sera donc supérieure à ce qu'elle aurait été si le climat avait été « normal », c'est-à-dire s'il avait correspondu au climat moyen de la période de référence. La consommation corrigée des variations climatiques sera donc plus basse que la consommation brute.

Inversement, si I_R est inférieur à 1, le climat de l'année a été moins rigoureux qu'en moyenne sur la période de référence. La consommation de chauffage sera donc inférieure à ce qu'elle aurait été si le climat avait été « normal ». La consommation corrigée des variations climatiques sera donc plus élevée que la consommation brute.

La période de référence choisie n'est pas constante. Le tableau ci-dessous présente année par année depuis 1970 la période de référence, le DJU₀ associée, le DJU et l'indice de rigueur de l'année.

Nombre de degrés-jours et indices de rigueur de 1970 à 2011

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Période trentenaire	1976-2005													
DJU0	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061
DJU	2 275	2 247	2 138	2 343	2 038	2 231	2 194	1 990	2 210	2 263	2 343	2 118	2 045	2 185
Indice de rigueur	1,10399	1,09021	1,03757	1,13704	0,98908	1,0823	1,06462	0,96579	1,07219	1,09823	1,13671	1,028	0,992	1,060

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Période trentenaire	1976-2005													
DJU0	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061
DJU	2 180	2 417	2 265	2 349	1 930	1 904	1 846	2 243	2 069	2 069	1 773	1 896	2 192	1 895
Indice de rigueur	1,058	1,173	1,099	1,140	0,936	0,924	0,896	1,088	1,004	1,004	0,860	0,920	1,064	0,920

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Période trentenaire	1976-2005							1981-2010						
DJU0	2 061	2 061	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026	2 026
DJU	2 003	1 915	1 804	1 919	1 720	1 995	2 047	2 049	1 948	1 793	1 939	1 977	2 296	1 645
Indice de rigueur	0,972	0,929	0,890	0,947	0,849	0,985	1,010	1,011	0,961	0,885	0,957	0,976	1,133	0,812

Source : SOeS

Formule de calcul des consommations CVC

On appelle p la proportion d'énergie sensible au climat. Puisqu'on ne corrige pas de l'impact des températures élevées sur la consommation de ventilation/réfrigération, ce coefficient peut être interprété comme la part des consommations liées au chauffage, à climat normal. Ce coefficient p est fonction d'une énergie et d'un secteur. Il est utilisé pour passer des consommations brutes aux consommations corrigées des variations climatiques (CVC).

Appelons C_R l'énergie réelle consommée, et C_{CVC} l'énergie qui aurait été consommée si les températures réelles avaient correspondu aux températures moyennes.

On a par définition : $C_{CVC} = C_R + \text{correction climatique}$,
soit encore Série CVC = Série brute + CC (correction climatique).

On s'attend à ce que la consommation d'énergie qui correspond à l'usage chauffage soit sensible au climat, mais que les consommations pour les autres usages ne le soient pas. On s'attend également à ce que, pour cette part sensible, l'énergie consommée soit proportionnelle au nombre de DJU.

Soit p la part des consommations dues au chauffage à climat normal. On considère donc que :

$$C_R = C_{CVC} \left(1 - p + p \frac{DJU}{DJU_0} \right)$$

On remarque que, si $DJU = DJU_0$, alors $C_R = C_{CVC}$.

En pratique, cette relation permet de déterminer C_{CVC} à partir de C_R , DJU , p et DJU_0 . Il est donc nécessaire de déterminer p *ex ante*.

Coefficient p

Le tableau ci-dessous indique le coefficient p pour chaque énergie x secteur soumis à correction depuis 1970. L'industrie et le résidentiel-tertiaire sont les seuls secteurs soumis à correction.

Part des consommations dues au chauffage par secteur et énergie de 1970 à 2011

Secteur	Énergie	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Industrie	Gaz naturel	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Industrie	Produits pétroliers	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Résidentiel-Tertiaire	Gaz naturel	40%	40%	40%	55%	55%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Résidentiel	Gaz naturel														
Tertiaire	Gaz naturel														
Résidentiel-Tertiaire	Produits pétroliers	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Résidentiel-Tertiaire	Électricité	0%	0%	0%	0%	0%	8%	9%	10%	12%	13%	14%	14%	16%	17%
Résidentiel	Électricité														
Tertiaire	Électricité														
Résidentiel-Tertiaire	Énergies renouvelables	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
Résidentiel-Tertiaire	Charbon	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%

Secteur	Énergie	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Industrie	Gaz naturel	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Industrie	Produits pétroliers	25%	25%	25%	25%	20%	18%	15%	15%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Résidentiel-Tertiaire	Gaz naturel	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
Résidentiel	Gaz naturel														
Tertiaire	Gaz naturel														
Résidentiel-Tertiaire	Produits pétroliers	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Résidentiel-Tertiaire	Électricité	19%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	19%	19%	19%
Résidentiel	Électricité														
Tertiaire	Électricité														
Résidentiel-Tertiaire	Énergies renouvelables	75%	75%	75%	75%	75%	75%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Résidentiel-Tertiaire	Charbon	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%

Secteur	Énergie	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Industrie	Gaz naturel	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Industrie	Produits pétroliers	12%	12%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Résidentiel-Tertiaire	Gaz naturel	65%	65%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%			
Résidentiel	Gaz naturel												72%	72%	72%
Tertiaire	Gaz naturel												63%	63%	63%
Résidentiel-Tertiaire	Produits pétroliers	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Résidentiel-Tertiaire	Électricité	19%	18%	18%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%			
Résidentiel	Électricité												20%	20%	20%
Tertiaire	Électricité												9%	9%	9%
Résidentiel-Tertiaire	Énergies renouvelables	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Résidentiel-Tertiaire	Charbon	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%

Source : SOeS

S'agissant des énergies renouvelables pour le résidentiel-tertiaire, seules les séries de consommation de bois et de consommation par les pompes à chaleur sont corrigées. En effet, la production du solaire thermique est fonction de la présence de soleil et non de la température : cette production (et donc la consommation associée qui est par définition égale à la production) ne fait donc pas l'objet d'une correction. Il en est de même de la production des usines d'incinération de déchets : celle-ci est fonction de la quantité de déchets à incinérer. Ce sont les autres énergies qui s'adaptent aux variations de la demande, et donc de la température.

Dans le présent bilan, les consommations finales des secteurs résidentiel et tertiaire sont distinguées sur la période 2009-2011 ; les coefficients p doivent donc également être distingués. Pour les produits pétroliers, le charbon et les énergies renouvelables, le facteur p de chacun des secteurs est égal à celui de l'ensemble. En revanche, pour le gaz naturel et pour l'électricité, les facteurs p ont réellement été distingués. Pour chacune des deux énergies, le calcul a été effectué avec la contrainte que, en 2009, la consommation totale du secteur résidentiel-tertiaire ne soit pas impactée par la séparation. Dit autrement, pour l'électricité, la consommation corrigée du résidentiel-tertiaire avec un coefficient p égal à 17 % est égale à la somme de la consommation corrigée du résidentiel avec un coefficient p égal à 20 % et de la consommation corrigée du tertiaire avec un coefficient p égal à 9 %.

Annexe 5 - Nomenclature NCE 2008

Nomenclature d'activités économiques pour l'étude des livraisons et consommations d'énergie 2008 (en abrégé NCE 2008) - Table de correspondance NCE 2008 - NAF rév. 2.

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E01	Production de combustibles minéraux solides	05	Extraction de houille et de lignite
E02	Cokéfaction	19.10	Cokéfaction
E03	Extraction d'hydrocarbures	06 09.1	Extraction d'hydrocarbures Activités de soutien à l'extraction d'hydrocarbures
E04	Raffinage de pétrole	19.20	Raffinage de pétrole
E05	Production, transport et distribution d'électricité	35.1	Production, transport et distribution d'électricité
E06	Production et distribution de gaz	35.2	Production et distribution de combustibles gazeux
E07	Production et distribution d'eau	36	Captage, traitement et distribution d'eau
E08	Chauffage urbain	35.3	Production et distribution de vapeur et d'air conditionné
E09	Production et transformation de matières fissiles et fertiles	20.13A 24.46	Enrichissement et retraitement de matières nucléaires Élaboration et transformation de matières nucléaires
E10	Agriculture, sylviculture	01 02	Culture et production animale, chasse et services annexes Sylviculture et exploitation forestière
E11	Pêche	03	Pêche et aquaculture
E12	Industrie laitière	10.5	Fabrication de produits laitiers
E13	Sucreries	10.81	Fabrication de sucre
E14	Industries alimentaires, hors industrie du lait et du sucre	10, sauf 10.5 et 10.81 11 12	Industries alimentaires Fabrication de boissons Fabrication de produits à base de tabac
E16	Sidérurgie	24.1	Sidérurgie
E18	Métallurgie et première transformation des métaux non ferreux	24.4 sauf 24.46	Production de métaux non ferreux
E19	Production de minéraux divers et extraction de minerais métalliques	07 08 sauf 08.12 09.9	Extraction de minerais métalliques Autres industries extractives Activités de soutien aux autres industries extractives
E20	Fabrication de plâtres, produits en plâtre, chaux et ciments	23.5 23.62	Fabrication de ciment, chaux et plâtre Fabrication d'éléments en plâtre pour la construction
E21	Production d'autres matériaux de construction et de céramique	23 sauf 23.1, 23.5 et 23.62 08.12	Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques Exploitation de gravières et sablières, extraction d'argiles et de kaolin
E22	Industrie du verre	23.1	Fabrication de verre et d'articles en verre
E23	Fabrication d'engrais	20.15	Fabrication de produits azotés et d'engrais
E24	Autres industries de la chimie minérale	20.11 20.13B	Fabrication de gaz industriels Fabrication d'autres produits chimiques inorganiques de base n.c.a.
E25	Fabrication de matières plastiques, de caoutchouc synthétique et de fibres artificielles ou synthétiques	20.16 20.17 20.60	Fabrication de matières plastiques de base Fabrication de caoutchouc synthétique Fabrication de fibres artificielles ou synthétiques
E26	Autres industries de la chimie organique de base	20.12 20.14 20.20 20.41 20.59 21.10	Fabrication de colorants et de pigments Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base Fabrication de pesticides et d'autres produits agrochimiques Fabrication de savons, détergents et produits d'entretien Fabrication d'autres produits chimiques n.c.a. Fabrication de produits pharmaceutiques de base
E28	Parachimie et industrie pharmaceutique	20.3 20.42 20.5 sauf 20.59 21.2	Fabrication de peintures, vernis, encres et mastics Fabrication de parfums et de produits pour la toilette Fabrication d'autres produits chimiques Fabrication de préparations pharmaceutiques
E29	Fonderie, travail des métaux et première transformation de l'acier	24.2 24.3 24.5 25.1 25.21 25.5 25.6 25.7 sauf 25.73A 25.9	Fabrication de tubes, tuyaux, profilés creux et accessoires correspondants en acier Fabrication d'autres produits de première transformation de l'acier Fonderie Fabrication d'éléments en métal pour la construction Fabrication de radiateurs et de chaudières pour le chauffage central Forge, emboutissage, estampage ; métallurgie des poudres Traitement et revêtement des métaux ; usinage Fabrication de coutellerie, d'outillage et de quincaillerie Fabrication d'autres ouvrages en métaux

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E30	Construction mécanique	25.29 25.3 25.73A 26.51B 26.52 26.7 26.8 28 sauf 28.11 et 28.23 33.12 33.20B 33.20C	Fabrication d'autres réservoirs, citernes et conteneurs métalliques Fabrication de générateurs de vapeur, à l'exception des chaudières pour le chauffage central Fabrication de moules et modèles Fabrication d'instrumentation scientifique et technique Horlogerie Fabrication de matériels optique et photographique Fabrication de supports magnétiques et optiques Fabrication de machines et équipements Réparation de machines et équipements mécaniques Installation de machines et équipements mécaniques Conception d'ensemble et assemblage sur site industriel d'équipements de contrôle des processus industriels
E31	Construction électrique et électronique	26.1 26.2 26.3 26.4 26.6 27 28.23 29.31 32.50A 33.14	Fabrication de composants et de cartes électroniques Fabrication d'ordinateurs et d'équipements périphériques Fabrication d'équipements de communication Fabrication de produits électroniques grand public Fabrication d'équipements d'irradiation médicale, d'équipements électromédicaux et électrothérapeutiques Fabrication d'équipements électriques Fabrication de machines et d'équipements de bureau (à l'exception des ordinateurs et équipements périphériques) Fabrication d'équipements électriques et électroniques automobiles Fabrication de matériel médico-chirurgical et dentaire Réparation d'équipements électriques
E32	Construction de véhicules automobiles et d'autres matériels de transport terrestre	28.11 29.1 29.2 29.32 30.2 30.9 33.17	Fabrication de moteurs et turbines, à l'exception des moteurs d'avions et de véhicules Construction de véhicules automobiles Fabrication de carrosseries et remorques Fabrication d'autres équipements automobiles Construction de locomotives et d'autre matériel ferroviaire roulant Fabrication de matériels de transport n.c.a. Réparation et maintenance d'autres équipements de transport
E33	Construction navale et aéronautique, armement	25.40 26.51A 30.1 30.3 30.4 33.15 33.16	Fabrication d'arme et de munitions Fabrication d'équipements d'aide à la navigation Construction navale Construction aéronautique et spatiale Construction de véhicule militaire de combat Réparation et maintenance navale Réparation et maintenance d'aéronefs et d'engins spatiaux
E34	Industrie textile, du cuir et de l'habillement	13 14 15	Fabrication de textile Industrie de l'habillement et des fourrures Industrie du cuir et de la chaussure
E35	Industrie du papier et du carton	17	Industrie du papier et du carton
E36	Fabrication de produits en caoutchouc	22.1	Fabrication de produits en caoutchouc
E37	Fabrication de produits en plastique	22.2	Fabrication de produits en plastique
E38	Industries diverses	16 18 31 32 sauf 32.50A 33.11 33.13 33.19 33.20A 33.20D 38.3	Travail du bois et fabrication d'articles en bois et en liège, à l'exception des meubles ; fabrication d'articles en vannerie et sparterie Imprimerie et reproduction d'enregistrements Fabrication de meubles Autres industries manufacturières Réparation d'ouvrages en métaux Réparation de matériels électroniques et optiques Réparation d'autres équipements Installation de structures métalliques, chaudronnées et de tuyauterie Installation d'équipements électriques, de matériels électroniques et optiques ou d'autres matériels Récupération
E39	Bâtiment et génie civil	41.2 42 43	Construction de bâtiments résidentiels et non résidentiels Génie civil Travaux de construction spécialisés
E40	Transports ferroviaires	49.1 49.2	Transports ferroviaires interurbains Transports ferroviaires de fret
E41	Transports routiers, urbains, par conduite	49.3 49.4 49.5	Autres transports terrestres de voyageurs Transports routiers de fret et services de déménagement Transports routiers de fret et services de déménagement Transports par conduites
E42	Transports fluviaux	50.3 50.4	Transports fluviaux de passagers Transports fluviaux de fret

Code NCE 2008	Activité NCE 2008	Code NAF rév. 2	Activité NAF rév. 2
E43	Transports maritimes et navigation côtière	50.1 50.2	Transports maritimes et côtiers de passagers Transports maritimes et côtiers de fret
E44	Transports aériens	51	Transports aériens
E45	Télécommunications et postes	53 61	Activités de poste et de courrier Télécommunications
E46	Commerce	45 sauf 45.2 46 47	Commerce et réparation d'automobile et de motocycles Commerce de gros, à l'exception des automobiles et des motocycles Commerce de détail, à l'exception des automobiles et des motocycles
E47	Hébergement et restauration	55 56	Hébergement Restauration
E48	Enseignement	85	Enseignement
E49	Santé	75 86 87.1	Activité vétérinaires Activités pour la santé humaine Hébergement médicalisé
E50	Services marchands divers (hors santé et enseignement)	41.1 45.2 52 58 59 60 62 63 64 65 66 68 69 70 71 73 74 77 78 79 80 81 82 87 sauf 87.1 88 90 91 92 93 95 96	Promotion immobilière Entretien et réparation de véhicules automobiles Entreposage et services auxiliaires des transports Édition Production de films cinématographiques, de vidéo et de programmes de télévision ; enregistrement sonore et édition musicale Programmation et diffusion Programmation, conseil et autres activités informatiques Services d'information Activités des services financiers, hors assurance et caisses de retraite Assurance Activités auxiliaires de services financiers et d'assurance Activités immobilières Activités juridiques et comptables Activités des sièges sociaux ; conseil de gestion Activités d'architecture et d'ingénierie ; activités de contrôle et analyses techniques Publicité et études de marché Autres activités spécialisées, scientifiques et techniques Activités de location et location-bail Activités liées à l'emploi Activités des agences de voyage, voyagistes, services de réservation et activités connexes Enquête et sécurité Services relatifs aux bâtiments et aménagement paysager Activités administratives et autres activités de soutien aux entreprises Hébergement social Action sociale sans hébergement Activités créatives, artistiques et de spectacle Bibliothèques, archives, musées et autres activités culturelles Organisation de jeux de hasard et d'argent Activités sportives, récréatives et de loisirs Réparation d'ordinateurs et de biens personnels et domestiques Autres services personnels
E51	Administrations et services non marchands	72 84 94 97 99	Recherche-développement scientifique Administration publique et défense ; sécurité sociale obligatoire Activités des organisations associatives Activités des ménages en tant qu'employeurs de personnel domestique Activités des organisations et organismes extraterritoriaux
E52	Ménages		
E53	Assainissement, gestion des déchets et dépollution	37 38 sauf 38.3 39	Collecte et traitement des eaux usées Collecte, traitement et élimination des déchets Dépollution et autres services de gestion des déchets

Notes :

n.c.a. : non classé ailleurs.

Il n'y a pas de codes E15, E17 et E27 dans la NCE 2008.

Source : SOes

Annexe 6 - Modifications apportées au bilan 2011

Séparation résidentiel-tertiaire

Les consommations finales énergétiques des secteurs résidentiel et tertiaire sont distinguées sur la période 2009-2011 pour toutes les énergies.

L'adaptation de la méthode de correction des variations climatiques est présentée dans l'annexe 4.

Produits pétroliers

Le kérosène utilisé par l'armée était comptabilisé précédemment dans le secteur des transports, il est désormais pris en compte dans le secteur tertiaire.

L'arrondi de la somme n'est pas toujours la somme des arrondis. Les chiffres ont été arrêtés au 29 juin 2012.

Sigles et abréviations

Ademe	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
ARA	Anvers, Rotterdam, Amsterdam
BCIAT	biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire
CAF	coût, assurance, fret
CCG	cycle combiné au gaz
Ceren	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
Cesi	chauffe-eau solaire individuel
CMS	combustible minéral solide
Copacel	Confédération française de l'industrie des papiers, cartons et celluloses
CPDP	Comité professionnel du pétrole
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CVC	corrigé des variations climatiques
DOM	Département d'outre-mer
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
EDF	Électricité de France
ELD	entreprises locales de distribution
EMHA	ester méthylique d'huile animale
EMHU	ester méthylique d'huile usagée
EMHV	ester méthylique d'huile végétale
EnR	énergie renouvelable
EnRé	énergies renouvelables électriques
EnRt et déchets	énergies renouvelables thermiques et déchets
EnRt	énergies renouvelables thermiques
ERDF	Électricité réseau distribution France
ETBE	Ethyl-tertio-butyl-éther
FAB	franco à bord
FBCF	formation brute de capital fixe
FMI	Fonds monétaire international
FOD	fioul domestique
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
GNV	gaz naturel pour véhicules
GPL	gaz de pétrole liquéfié
IAA	industrie agroalimentaire
IGCE	industries grosses consommatrices d'énergie
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques
IPI	indice de la production industrielle
MBtu	million de British thermal units
Mt	million de tonnes
Mtep	million de tonnes équivalent pétrole
NBP	National Balancing Point
NCE	nomenclature des consommations énergétiques
nd	non disponible
ns	non significatif
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Opep	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PAC	pompe à chaleur
PCI	pouvoir calorifique inférieur
PCS	pouvoir calorifique supérieur
PIB	produit intérieur brut
PNA	plan d'action national en faveur des énergies renouvelables
PPI	programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité
PR	produits de récupération
RTE	Réseau de transport d'électricité

SEI	systèmes énergétiques insulaires
Snet	Société nationale d'électricité et de thermique
SP95-E10	sans plomb 95 - éthanol 10 %
SSC	système solaire combiné chauffage et eau chaude
TCAM	taux de croissance annuel moyen
TICPE	taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TIPP	taxe intérieure des produits pétroliers
UCTE	Union pour la coordination du transport d'électricité
UE	Union européenne
UIOM	unité d'incinération des ordures ménagères

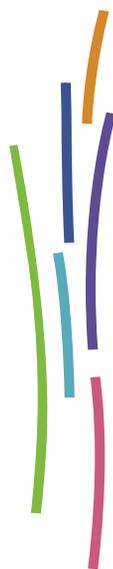
Commissariat général au développement durable
Service de l'observation et des statistiques
Sous-direction des statistiques de l'énergie
Tour Voltaire
92055 La Défense cedex
Fax : 33 (0) 1 40 81 73 99
www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

Directeur de la publication
Dominique Dron
ISSN : 2102-474X
ISBN : 978-2-11-128683-2

Bureau de la diffusion
Tour Voltaire
92055 La Défense cedex
Mél : diffusion.soes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr
Fax : 33 (0) 1 40 81 13 30

Impression : Bialec, Nancy (France)





CGDD - SOeS
Sous-direction
des statistiques de l'énergie
Tour Voltaire
92055 La Défense cedex
Fax : 33 (0) 1 40 81 73 99